Bau großer Elektrizitätswerke

Von

G. Klingenberg

Zweiter Band

Vorwort.

Auch der zweite Teil meines Buches „Bau großer Elektrizitätswerke“, den ich hiermit der Öffentlichkeit übergebe, verdankt seine Entstehung einem auf der Jahresversammlung des Verbandes deutscher Elektrotechniker 1913 in Breslau gehaltenen Vortrage, der allerdings durch neu aufgenommenes Material inzwischen eine wesentliche Erweiterung erfahren hat. Ich hatte ursprünglich die Absicht, mich auf das erweiterte Vortragsthema: „Verteilung elektrischer Arbeit über große Gebiete“ zu beschränken, habe es dann aber für richtiger gehalten, eine statistische Ergänzung der in Bd. I beschriebenen Anlagen der Victoria Falls and Transvaal Power Company voranzustellen, weil die abgeleiteten Einheitswerte und die Art der Zusammenstellung auch für neue Projekte vorteilhaft benutzt werden können. Am Schluß ist ferner noch eine Arbeit über „Elektrizitätsversorgung der Großstädte“ nach einem im Dezember 1913 vor der Institution of Electrical Engineers in London gehaltenen Vortrage aufgenommen, die gleichfalls als eine Ergänzung von Bd. I anzusehen ist.

Für den Vortrag „Verteilung elektrischer Arbeit über große Gebiete“ durfte ich mich der Unterstützung nachstehender Firmen erfreuen, denen ich hiermit gern nochmals meinen Dank abstatte:

Bergmann-Elektrizitäts-Werke A.-G., Berlin, Material für Freileitungen und Transformatorenstationen.

Brown, Boveri & Co. A.-G., Mannheim, Material für Maste und eine Meßstation.

Dortmunder Brückenbau C. H. Jucho, Dortmund, Material für Mastkonstruktionen.

„Lauchhammer“ A.-G., Lauchhammer, Material für Mastkonstruktionen.

Siemens-Schuckertwerke G. m. b. H., Berlin, Material über ausgeführte Freileitungsanlagen und Flußkreuzungen.

Eisenwerk Weserhütte, Oeynhausen, Material für Mastkonstruktionen.

Ich danke ferner den Herren Dr. R. Weil und H. Couturier für die freundliche Unterstützung bei Durchführung der Rechnungen für wirtschaftliche Spannweiten und ebenso Herrn Troger für seine Mitarbeit an dem Aufsatz über Elektrizitätsversorgung der Großstädte.

Berlin, im Februar 1914.

G. Klingenberg.

Nr.	Position	Brakpan 6000 KW 1908	Simmerpan 18000 KW 1909/10	Rosherville 68000 KW 1911	Vereeniging 44000 KW 1912
	Verdunstung der Wasseroberfläche (Teiche mittl. Größe)				
18	pro Monat	10—18 cm	10—18 cm	10—18 cm	—
19	Mittel pro Jahr	166 cm	166 cm	166 cm	—
20	Natürl. Wärmeabgabe per Stunde pro m^2	80—150 WE.	80—150 WE.	80—150 WE.	80—150 WE.
21	**Reinheit der Luft:**	Im Winter durch Sandstürme verunreinigt	Im Winter durch Sandstürme verunreinigt	Im Winter durch Sandstürme verunreinigt	ziemlich gut
22	**Gewitter:** Tage p. a.	ca. 120	ca. 125	ca. 120	ca. 120
23	Mittl. Dauer Stden.	ca. 5	ca. 5	ca. 5	ca. 5
24	Heftigkeit	ca. $^1/_3$ sehr heftig, mehr als 30 Blitze per Stunde	ca. $^1/_3$ sehr heftig	ca. $^1/_3$ sehr heftig	ca. $^1/_3$ sehr heftig

2. Wasserverhältnisse.

	Wasseranschluß.				
25	Haupt	Vom anliegenden Pan (Teich), der durch Grubenwasser der umliegenden Bergwerke nachgefüllt wird.	Von anliegender Talsperre (Simmerpan), die durch Ablaufwasser der Niederschläge gefüllt wird.	Von anliegender Talsperre (Roshervilledam), die durch Ablaufwasser der Niederschläge gefüllt wird.	Vom Vaalfluß, der in ca. 60 m Entfernung vorbeifließt, eine Breite von 100 bis 200 m besitzt und während der regenarmen Periode durch ein 2 m hohes Wehr, das ca. 750 m unterhalb des Wassereinlaufs liegt, ca. 8000 m zurückgestaut wird.
26	Reserve	Keine	Durch Anschluß an die behördliche Wasserleitung (Rand Water Board). Preis per cbm ca. 0,35 M.	Durch Anschluß an die behördliche Wasserleitung.	Keine.
27	**Kühlung des Wassers**	Durch natürliche Oberflächenkühlung des Pans.	Durch natürliche Oberflächenkühlung des Beckens.	Durch natürliche Oberflächenkühlung des Beckens.	Durch fliessendes Wasser des Vaals u. natürliche Oberflächenkühlung des rückgestauten Wassers.
	Brauchbarkeit:				
28	für Kühlzwecke	Zeitweilig durch organische Substanzen verunreinigt, im übrigen frei von Bestandteilen, die Metalle angreifen. Reinigung durch Koksfilter.	Rein und frei von Metalle angreifenden Bestandteilen. Ohne besond. Filterung verwendbar.	Frei von Metalle angreifenden Bestandteilen, zeitweise leicht durch organische Substanzen verunreinigt. Reinigung durch Siebe ausreichend.	Frei von Metalle angreifenden Bestandteilen. Bei Niederwasser ziemlich rein, bei Hochwasser durch mitgerissene Substanzen verunreinigt. Reinigung durch Doppelsiebe, von denen eins als Reserve dient.
29	für Kesselspeisung	Nach Behandlung mit Ätzkalk einwandfrei.	Nach Behandlung mit Ätzkalk einwandfrei.	Totalhärte ca. 15 deutsche Grade, nach Behandlung mit Ätzkalk einwandfrei.	Totalhärte ca. 6 deutsche Grade, nach Behandlung mit Ätzkalk einwandfrei.

Bau großer Elektrizitätswerke

Von

Prof. Dr. G. Klingenberg

II. Band

Verteilung elektrischer Arbeit über große Gebiete

(Mit einer Baustatistik von Elektrizitätswerken
und einer Arbeit über „Elektrizitätsversorgung der Großstädte“
als Ergänzung des I. Bandes)

Mit 205 Textabbildungen

ERNST ZANDER

Berlin
Verlag von Julius Springer
1914

Nr.	Position	Brakpan 6000 KW 1909	Simmerpan 18000 KW 1909/10	Rosherville 68000 KW 1911	Vereeniging 44000 KW 1912
	Wasserstand:				
30	normal	—	0 = Wehrkrone	+100 = Wehrkrone	+ 100 = Brücke, Eisenbahnschienen-oberkante.
31	hoch	—	Überfall: 0,0 m	Überfall: 99,4 m	96,0 m
32	niedrig	—	— 6,0 m	93,0 m	Wehrkrone: 83,0 m
33	Größte Schwankung	ca. 1,0 m	6,0 m	6,4 m	13,0 m
	Kühloberfläche des Wassers:				
34	bei Hochwasser	—	662000 m^2	810000 m^2	—
35	bei Niedrigwasser	—	380000 m^2	290000 m^2	Von Einlauf zur Station bis Wehr ca. 100000 m^2. Durch künstliche Wasserführung auf das vielfache steigerbar.
36	im Mittel	60000 m^2	515000 m^2	452000 m^2	
	Wasserinhalt des Kühlbeckens:				
37	bei Hochwasser	—	$3{,}82 \cdot 10^6$ m^3	$4{,}05 \cdot 10^6$ m^3	—
38	bei Niedrigwasser	—	$0{,}47 \cdot 10^6$ m^3	$0{,}72 \cdot 10^6$ m^3	ca. $2 \cdot 10^6$ m^3
39	im Mittel	ca. 90000 m^3	$1{,}92 \cdot 10^6$ m^3	$2{,}03 \cdot 10^6$ m^3	—
	Strömende Wassermenge:				
40	bei Hochwasser	—	Überfall am Wehr	Überfall am Wehr	ca. $200 \cdot 10^6$ m^3 per Tag
41	bei Niedrigwasser	—	—	—	ca. 1000 m^3 per Tag
42	im Mittel	—	—	—	ca. $2 \cdot 10^6$ m^3 per Tag
	Wassererneuerung:				
43	Einzugsgebiet	Ohne Bedeutung	$18{,}1 \cdot 10^6$ m^2	$33{,}2 \cdot 10^6$ m^2	—
44	Ablaufziffer für Niederschläge	—	10 %—20 % (die höheren Werte gültig für regenreiche Jahre)	10 %—20 %	—
	Wasserzuführung:				
45	Höchster Zufluß p. a.	—	$3{,}1 \cdot 10^6$ m^3	$6{,}1 \cdot 10^6$ m^3	—
46	Geringst. Zufluß p. a.	—	$0{,}91 \cdot 10^6$ m^3	$1{,}72 \cdot 10^6$ m^3	—
47	Mittlerer Zufluß p. a.	—	$1{,}85 \cdot 10^6$ m^3	$3{,}60 \cdot 10^6$ m^3	—
	Nicht ausnutzbare Wassermenge:				
48	Durch Versickern u. Undichtigkeit p. a.	Ohne Bedeutung	Ohne Bedeutung, ausgenommen Überfallwasser b. höchstem Zufluß (Nr. 45)	Überfallwasser bei höchstem Zufluß (Nr. 45). Undichtigkeit der Sperrmauer ca. $0{,}7 \cdot 10^6$ m^3	—
49	Durch Entnahme Bevorrechteter (Gruben) p. a.	—	ca. $0{,}55 \cdot 10^6$ m^3	ca. $1{,}4 \cdot 10^6$ m^3	—
50	**Verfügb. Wassermenge p. a.** Hierbei wird angenommen, daß die durch normale Verdunstung abgeführte Wassermenge (Nr. 19) bzw. hervorgeruf. Kühlung (Nr. 20) für den Kühlprozeß bei Kraftwerken voll zur Ausnutzung gelangt, mithin verfügbar ist	—	ca. $1{,}3 \cdot 10^6$ m^3 (lediglich auf die mittlere Wasserzuführung Nr. 47 bezogen, weil 1. Ausgleich durch die große Wasserakkumulation eintritt 2. Eine Gefahr bei dieser Rechnung für das Kraftwerk kann wegen der Reserve (Nr. 26) nicht entstehen.	ca. $1{,}5 \cdot 10^6$ m^3	Minim.: p. Std. 41 m^3

Nr.	Position	Brakpan 6000 KW 1908	Simmerpan 18000 KW 1909/10	Rosherville 68000 KW 1911	Vereeniging 44000 KW 1912
	Erforderl. Wassermenge:				
51	Mittler. Wärmeverbrauch der Masch. pro KW/Std.	6000 WE.	6000 WE.	5500 WE.	5500 WE.
52	Wasserkühlung pro KW/Std. (ca. 80% von Nr. 51)	4800 WE.	4800 WE.	4400 WE.	4400 WE.
53	Durch Verdunstung bewirkte Kühlung pro KW/Std. (ca. 80% von Nr. 52 cf. Nr. 61).	ca. 3840 WE.	ca. 3840 WE.	ca. 3520 WE.	ca. 3520 WE.
54	Verdunstungswärme	584 WE/kg	584 WE/kg	584 WE/kg	584 WE/kg
	Wasserverbrauch p. KW/Std.:				
55	Zur Kühlung	6,6 kg	6,6 kg	6,0 kg	6,0 kg
56	Zusatzwasser	0,3 kg	0,3 kg	0,3 kg	0,3 kg
57	Total pro KW/Std.	6,9 kg	6,9 kg	6,3 kg	6,3 kg
58	Ausnutzungsfaktor	60%	60%	60%	60%
59	JährlicheErzeugung KW/Std.	$33 \cdot 10^6$	$95 \cdot 10^6$	$358 \cdot 10^6$	$231 \cdot 10^6$
60	Wasserverbrauch p. a.	$0{,}22 \cdot 10^6$ m³	$0{,}22 \cdot 10^6$ m³	$0{,}66 \cdot 10^6$ m³	$1{,}46 \cdot 10^6$ m³
	Temperaturzunahme d. Kühlwasers:				
	Spez. Kühlwirkung d. Wasseroberfläche p. m² u. 1° C. Temp.-Erhöhung				
61	Durch Verdunstung	ca. 18 WE/Std.	ca. 18 WE/Std.	ca. 18 WE/Std.	ca. 18 WE/Std.
62	Durch Berührung	ca. 4,5 WE/Std.	ca. 4,5 WE/Std.	ca. 4,5 WE/Std.	ca. 4,5 WE/Std.
63	Total	ca. 22,5 WE/Std.	ca. 22,5 WE/Std.	ca. 22,5 WE/Std.	ca. 22,5 WE/Std.
	Spez. Kühlwirkung der Kühlhanlage p. 1° C.				Oberfläche KW/St. | Strömg. KW|Std. | Total KW|Std.
64	Bei Hochwasser	—	$14{,}9 \cdot 10^6$ WE/Std.	$18{,}2 \cdot 10^6$ WE/Std.	— | c. $200 \cdot 10^9$ | $200 \cdot 10^9$
65	Bei Niedrigwasser	—	$8{,}6 \cdot 10^6$ WE/Std.	$2{,}9 \cdot 10^6$ WE/Std.	$2{,}3 \cdot 10^6$ | $0{,}04 \cdot 10^6$ | $2{,}3 \cdot 10^6$
66	Bei Mittelwasser	$1{,}35 \cdot 10^6$ WE/Std.	$11{,}6 \cdot 10^6$ WE/Std.	$12{,}2 \cdot 10^6$ WE/Std.	— | ca. $2 \cdot 10^9$ | $2 \cdot 10^9$
67	Stündl. Erzeugung	3600 KW/Std.	10800 KW/Std.	40800 KW/Std.	26400 KW/Std.
68	Stündl. Wasserverbrauch	24,9 m³	74,7 m³	257,0 m³	166,0 m³
69	Stündl. erf. Kühlwirkung durch Verdunstung (Nr. 53)	$13{,}8 \cdot 10^6$ WE/Std.	$41{,}5 \cdot 10^6$ WE/Std.	$144 \cdot 10^6$ WE/Std.	$93 \cdot 10^6$ WE/Std.
	Temperaturzunahme d. Kühlwassers (gleichmäßige Mischung vorausgesetzt):				
70	Bei Hochwasser	—	2,8° C.	7,9° C.	keine
71	Bei Niedrigwasser	—	4,8° C.	50° C.	36,5° C.
72	Bei Mittelwasser	10,2° C.	3,6° C.	11,8° C.	keine
73	**Ergebnis:**	Qualität des Wassers und verfügbar. Wassermenge bei mäßiger Leistung der Zentrale genügend, desgl.	Qualität des Wassers gut. Verfügbar. Wassermenge und Kühlanlage reichlich, so daß eine Erweiterung	Qualität des Wassers gut. Verfügbar. Wassermenge im Mittel nicht ausreichend u. auf Reserve (Nr. 26)	Qualität des Wassers gut. Verfügbare Wassermenge reichlich. Kühlanlage durchweg reichlich, lediglich bei nied-

Nr.	Position	Brakpan 6000 KW 1908	Simmerpan 18000 KW 1909/10	Rosherville 68000 KW 1911	Vereeniging 44000 KW 1912
	Ergebnis:	Kühlung. Eine Vergrößerung der Zentrale ohne wesentliche Änderung der Wasseranlagen nicht zu empfehlenu.kaum über 9000 KW zulässig.	der Zentrale auf die doppelte Leistung unbedenklich. Die Kühlfläche wäre bis ca. 60000 KW Leistung ausreichend jedoch wäre bei einer derartigen Vergrößerung der Zentrale in erheblichem Maße die Reserve - Wassereinführung (Nr. 26) in Anspruch zu nehmen, wodurch sich die KW/Std. um ca. 0,2 Pfg. verteuert.	angewiesen. Kühlanlage im Mittel ausreichend, jedoch bei Niedrigwasser ungenügend, so daß entweder Entlastung der Zentrale oder Auffüllen aus der Reserve - Wasserzuführung (Nr. 26) erfolgen muß. Erweiterung der Zentrale nur zu empfehlen, wenn für die zusätzliche Leistung eine Verteuerung der KW/Std. von ca. 0,2 Pfg. in Kauf genommen wird. Möglichkeit vorhanden, unterhalb eine weitere Talsperre anzulegen und hierin das Überfallwasser d. Rosherv.-Dam zu sammeln.	rigstem Wasserstand ungenügend; durch Erhöhung des Wehrs und andere Führung des Wassers um ein vielfaches erweiterungsfähig. Die Wasserverhältnisse lassen eine wesentliche Vergrößerung der Zentrale unbedenklich erscheinen.

3. Brennmaterial.

74 **Kohlequalitäten:**

		Prozentsatz der Förderkohle
a)	Staubkohle: gesiebt durch 10 mm Masche.	ca. 10 %
b)	Grießkohle: „ „ 10—20 mm Masche	ca. 5 %
c)	Nußkohle: „ „ 20—30 mm „	ca. 15 %
d)	Stückkohle: „ „ > 30 mm „	ca. 60 %
e)	Als unbrauchbar ausgelesen:	ca. 10 %
f)	Unsortierte Kohle: lediglich Sorte „e“ ausgelesen	ca. 90 %

Die nachfolgenden Angaben beziehen sich auf Sorte „f“. Da z. T. Sorte „a“ und „b“ in größeren Mengen verfeuert werden, die zum Preise von M. 0,60—1,60 per Tonne an der Grube erhältlich sind, stellen sich z. Z. die wirklichen Kosten etwas niedriger als unten angegeben, jedoch ist mit der Zunahme des Kohlenverbrauches ein Ausgleich zu erwarten, so daß Sorte „f“ für den Markt maßgebend wird. Sorte „d“ und „f“ sind vor Benutzung auf Kettenrosten zu zerkleinern. Kosten ca. M. 0,10—0,15 per Tonne.

Herkunft der Kohle:

75 Tweefontein

Heizwert: ca. 6000—6500 WE.
Asche: ca. 15—25 %.
Preis ab Grube, Qualität „f“: ca. M. 5,00 pro 1000 kg.
Feuer: langflammig, gut für Kettenrost geeignet.

76 Witbank

Heizwert: ca. 6500—7000 WE.
Asche: ca. 20—25 %.
Preis ab Grube, Qualität „f“: ca. M. 4,75 pro 1000 kg.
Feuer: langflammig, vorzüglich für Kettenrost geeignet.

77 Vereeniging

Heizwert: ca. 5500 WE.
Asche: ca. 20—25 %.
Preis ab Grube, Qualität „f“: ca. M. 5,00 pro 1000 kg.
Feuer: mittellange Flamme, gut für Kettenrost geeignet.

Nr.	Position	Brakpan 6000 KW 1908	Simmerpan 18000 KW 1909/10	Rosherville 68000 KW 1911	Vereeniging 44000 KW 1912
	Kohlenfracht frei Bunker (lediglich per Eisenbahn)				
78	von Tweefontein	ca. M. 6,50 p. 1000 kg	ca. M. 6,70 p. 1000 kg	ca. M. 6,80 p. 1000 kg	
79	„ Witbank	„ M. 7,00 „	„ M. 7,70 „	„ M. 7,80 „	
80	„ Vereeniging	„ M. 6,20 „	„ M. 5,30 „	„ M. 5,50 „	ca. M. 1,— p. 1000 kg
81	**Mittl. Heizwert**	6200 WE.	6000 WE.	6000 WE.	5500 WE.
	Mittl. Kohlepreis frei Bunker				
82	pro 1000 kg	M. 10,—	M. 10,70	M. 10,80	M. 6,—
83	pro 1000 WE.	M. $1{,}62 \cdot 10^{-3}$	M. $1{,}78 \cdot 10^{-3}$	M. $1{,}80 \cdot 10^{-3}$	M. $1{,}09 \cdot 10^{-3}$

4. Löhne und Gehälter.

84	Eingeborene (Kaffern) pro Tag	M. 2,50— 3,00	M. 2,50— 3,00	M. 2,50— 3,00	M. 3,00— 3,50
85	Ungel. Arbeiter pro Tag	M. 16,00—18,00	M. 14,00—16,00	M. 14,00—16,00	M. 16,00—18,00
86	Gelernte Arbeiter pro Tag	M. 20,00—25,00	M. 18,00—24,00	M. 18,00—24,00	M. 22,00—27,00
87	Monteure (Europ. zeitweilig)				
88	u. Obermonteure pro Tag	M. 25,00—35,00	M. 25,00—35,00	M. 25,00—35,00	M. 25,00—35,00
89[1])	Montageingenieure p. a.	—	—	—	—
90	Hilfsbeamte p. a.				
91	Maschinenwärter	—	—	—	—
	p. a.	—	—	—	—
92	Betriebsingenieur				
	p. a.	—	—	—	—
93	Oberingenieur p. a.	—	—	—	—

Bemerkung: Normaler Arbeitstag 8 Stunden. Überstunden und Sonntagsarbeit ca. 25% extra.

5. Gebäude.

4	**Baugrund.**	1—2 m harter mit viel Steinen durchsetzter lehmiger Grund; darunter Fels, letzterer verwittert sehr schnell unter dem Einfluß der Luft, ist stark wasserdurchlässig; Schächte, Tunnel, Kanäle, Einschnitte usw. sind daher auszumauern.	Wie in Brakpan, Fels steht zum Teil erst in 3—4 m Tiefe an.	$^1/_2$—$1^1/_2$ m sandiger Boden, darunter Fels von ähnlicher Beschaffenheit wie in Brakpan.	1—2 m Überlagerung von lehmigem Boden, darunter Fels in unregelmäßiger Lagerung, im übrigen von ähnlicher Beschaffenheit wie in Brakpan.
	Bebaute Fläche. Maschinenhaus:			60 m Generatoren 53 m Kompressor.	
95	Länge	34,07 m	66,00 m	113 m insgesamt	51,80 m
96	Breite	10,47 m	16,12 m	23,24 m 1395 m² Generator. 1235 m² Kompress.	
97	Fläche abs.	358 m²	1060 m²	2630 m² insges.	1180 m²
98	„ spez.	0,06 m²/KW	0,059 m²/KW	0,0387 m²/KW	0,0268 m²/KW

[1]) Pos. 89—93 sind lediglich der Vollständigkeit wegen aufgeführt worden; die Zahlenwerte sind für den Vergleich ohne Interesse und deshalb nicht ausgefüllt.

Nr.	Position	Brakpan 6000 KW 1908	Simmerpan 18000 KW 1909/10	Rosherville 68000 KW 1911	Vereeniging 44000 KW 1912
	Kesselhaus einschl. Innenbunker:				
99	Dampfleistung:	$54 \cdot 10^6$ WE/Std. (8·9000·740)	$108 \cdot 10^6$ WE/Std. (16·9000·740)	$347 \cdot 10^6$ WE/Std. (32·14400·753)	$227 \cdot 10^6$ WE/Std. (20·15000·757)
100	Fassung d. Bunk.: $\gamma = 0{,}8$	**368** Tons	$2 \cdot 464 = \mathbf{928}$ Tons	$4 \cdot 41{,}5 = \mathbf{166}$ Tons	$2 \cdot 400 = \mathbf{800}$ Tons
101	Länge	34,07 m	35,57 m	38 m	48,26 m
102	Breite	24,61 m	$2 \cdot 24{,}5 = 49{,}00$ m	$4 \cdot 22 = 88$ m	$2 \cdot 23{,}24 = 46{,}48$ m
103	Fläche abs.	840 m²	1650 m²	3350 m²	2240 m²
	Kesselhaus.				
104	Spez. Fläche p. KW	0,14 m²/KW	0,092 m²/KW	0,0493 m²/KW	0,051 m²/KW
105	Spez. Fläche pro 10^6 WE/Std.	15,5 m²/10^6 WE/St.	15,3 m²/10^6 WE/St.	9,65 m²/10^6 WE/St.	9,87 m²/10^6 WE/Std.
	Pumpenhaus.				
106	Fläche abs.	—	$3 \cdot 91 = 273$ m²	ca. 201 m²	—
107	**Außenbunker.**	Nicht vorgesehen	Überdacht	Nicht überdacht	Nicht überdacht
108	Fassung	—	1960 Tons	$4 \cdot 800 = 3200$ Tons	$2 \cdot 1100 = 2200$ Tons
109	Länge	—	73,26 m	$4 \cdot 50 = 200$ m	$2 \cdot 50 = 100$ m
110	Breite	—	9,50 m	3,50 m	3,32 m
111	Fläche abs.	—	700 m²	700 m²	332 m²
112	Fläche spez.	—	357 m²/1000 Tons	218 m²/1000 Tons	150 m²/1000 Tons
113	**Schalthaus** einschl. Transformatorkammern	Separat	Separat	Quer zum Maschinenhaus angebaut. Elektr. Leistung d. Zentrale: 50000 KW.	Parallel zum Maschinenhaus angebaut
114	Mittl. Länge	26 m	44 m	53 m	44,66 m
115	Mittl. Breite	18 m	26 m	23,5 m	38,06 m
116	Fläche abs.	467 m²	930 m²	1245 m²	1700 m²
117	Fläche spez.	0,078 m²/KW	0,0516 m²/KW	0,025 m²/KW	0,0387 m²/KW
	Bebaute Fläche.				
118	Werkstatt:	—	Ausbau am Schalthaus	Zwischenbau: Schalt- und Kesselhaus.	Verlängerung des Maschinenhauses
119	Länge	—	7,4 m	26,24 m	6,46 m
120	Breite	—	3,6 m	12,2 m	23,24 m
121	Fläche abs.	—	27 m²	320 m² Nicht ausreichend! Es mußten daher besondere Werkstätten von ca. 2000 m² Bodenfläche errichtet werden.	150 m²
	Totale Bebauung:				
122	abs.	1665 m²	4640 m²	8446 m²	5602 m²
123	spez.	0,278 m²/KW	0,258 m²/KW	0,125 m²/KW	0,127 m²/KW
	Umbauter Raum			Genera- toren: 28750 m³ Kom- pressor.: 25500 m³	
	Maschinenhaus:				
124	abs.	5100 m³	16050 m³	54250 m³	23300 m³
125	spez.	0,85 m³/KW	0,893 m³/KW	0,574 m³/elekt. KW	0,53 m³/KW
126	Mittl. Höhe	14,25 m	15,1 m	20,6 m	19,8 m

Nr.	Position	Brakpan 6000 KW 1908	Simmerpan 18000 KW 1909/10	Rosherville 68000 KW 1911	Vereeniging 44000 KW 1912
	Kesselhaus einschl. Innenbunker				
127	abs.	16350 m^3	30135 m^3	50000 m^3	24700 m^3
128	spez.	2,72 m^3/KW	1,67 m^3/KW	0,74 m^3/KW	0,56 m^3/KW
129	spez.	304 $m^3/10^6$ WE/St.	279 $m^3/10^6$ WE/St.	145 $m^3/10^6$ WE/St.	109 $m^3/10^6$ WE/Std.
130	Mittl. Höhe	19,4 m	18,2 m	14,7 m	11 m
	Pumpenhaus ausschl. Pumpenschacht				
131	abs.	—	1200 m^3	ca. 1480 m^3	—
132	Mittl. Höhe	—	4,4 m	7,3 m	—
	Außenbunker				
133	abs.	—	9800 m^3	4000 m^3	2400 m^3
134	spez.	—	5 m^3/Ton	1,25 m^3/Ton	1,1 m^3/Ton
135	Mittl. Höhe	—	14 m	5,35 m	7,25 m
	Schalthaus einschl. Transformatorenkammern				
136	abs.	5354 m^3	10410 m^3	18120 m^3	21600 m^3
137	spez.	0,9 m^3/KW	0,58 m^3/KW	0,362 m^3/ElKW	0,49 m^3/KW
138	Mittl. Höhe	11,5 m	11,22 m	14,5 m	12,7 m
	Werkstatt				
139	abs.	—	190 m^3	3850 m^3	8300 m^3
140	Mittl. Höhe	—	7,0 m	12,0 m	19,80 m
	*) **Kanäle. Vertiefungen.** Pumpenschächte und Tunnels, Einschnitte etc. a) innerhalb der bebauten Fläche				
141	Länge				
142	Mittl. Querschnitt				
143	Inhalt				
	b) außerhalb der bebauten Fläche				
144	Länge				
145	Mittl. Querschnitt				
146	Inhalt				
	Umbauter Raum ausschl. Außenbunker				
147	Total abs.	ca. 26800 m^3	ca. 58000 m^3	ca. 128000 m^3	ca. 78000 m^3
148	Spezif. abs.	4,47 m^3/KW	3,22 m^3/KW	1,88 m^3/KW	1,77 m^3/KW
149	Mittl. Höhe abs.	16 m	12,5 m	15 m	14 m
	Ausführung Maschinenhaus				
150	Gebäudefundamente	gemauert	gemauert	gemauert	gemauert
151	Maschinenfundamente	gemauert	gemauert	gemauert	gemauert
152	Umfassungswände	Eisenfachwerk mit $^1/_2$-Steinausmauerung u. Verputz	Eisenfachwerk mit $^1/_2$-Steinausmauerung u. Verputz	Eisenfachwerk mit Wellblechverkleidung	Eisenfachwerk mit $^1/_2$-Steinausmauerung u. Verputz
153	Kellerfußboden	Beton	Beton	Beton	Beton
154	Maschinenhausfußboden	Preuß-Kappengewölbe m. Fliesenbelag	Preuß-Kappengewölbe m. Fliesenbelag	Preuß-Kappengewölbe m. Beton	Preuß-Kappengewölbe mit Beton

*) Angaben fehlen.

Nr.	Position	Brakpan 6000 KW 1908	Simmerpan 18000 KW 1909/10	Rosherville 68000 KW 1911	Vereeniging 44000 KW 1912
155	Unterstützung der Kranlaufschienen	Besondere Säulen mit Konsolen	Besondere Säulen mit Konsolen	Besondere Säulen mit Binderstützen verbunden	Besondere Säulen mit Binderstützen verbunden
	Maschinenhaus				
156	Dach: Form	Pultdach, einfache Träger	Shed-Dach	Satteldach mit Laterne, Binder aus Gitterkonstruktion	Satteldach mit Laterne, Binder aus Gitterkonstruktion
157	Material	Holzzement	Wellblech u. Glas	Wellblech	Wellblech
158	**Massen:** Mauer u. Betonarbeit, einschließl. Zwischenwände anstoßender Räume	—	—	—	2220/m³
159	Spez.-/m³ umbauter Raum	—	—	—	0,095 m³/m³ umb. Raum
160	**Massen:** Maschinenfundamente	266 m³	750 m³	2587 m³	1140 m³
161	Spez./KW	44,5 m³/1000 KW	41,6 m³/1000 KW	38,2 m³/1000 KW	26 m³/1000 KW
162	Maschinenträger	15 t	45 t	170 t	80 t
163	Spez./KW.	2,5 kg/KW	2,5 kg/KW	2,5 kg/KW	1,82 kg/KW
	Massen: Eisenkonstruktion				
164	Hauptkonstruktion einschl. Deckenträger	125 t	375 t	519 t	383 t
165	Spez./m³ umbauter Raum	24,5 kg/m³	23,3 kg/m³	9,6 kg/m³	17,6 kg/m³
	Belichtung				
166	**Fenster:** abs.	74 m²	360 m²	394 m²	690 m²
167	spez./1000 m³ umbauter Raum	14,5 m²	22,3 m²	25,7 m²	32 m²
	Kesselhaus				
168	Gebäudefundamente	gemauert	gemauert	gemauert	gemauert
169	Kesselfundamente	gemauert	gemauert	Eisenkonstruktion	gemauert
170	Kesselverkleidung	Eisen	Eisen	Eisen	Eisen
171	Umfassungswände	Eisenfachwerk m. Wellblech verkleidet	Eisenfachwerk m. Wellblech verkleidet	Eisenfachwerk m. Wellblech verkleidet	Eisenfachwerk mit Wellblech verkleidet
172	Aschenkellerfußboden	Beton	Beton	Beton	Beton
173	Kesselhausfußboden	Beton	Beton	Riffelblechbelag	Beton
174	Dach: Form	Zweifach abgesetztes Satteldach mit Ventilat. Schloten Fachwerk-Binder	Satteldach mit Ventilat. Schloten Fachwerk-Binder	Satteldach mit Laterne u. Fachwerk-Binder	Satteldach mit Laterne und Fachwerk-Binder
175	Material	Wellblech u. Glas	Wellblech u. Glas	Wellblech	Wellblech
176	Massen: Mauer u. Betonarbeit	—	—	—	3686 m³
177	Spez./m³ Ummg.	—	—	—	0,15 m³/m³ umbauter Raum
	Massen: Kesselfundamente				
178	Eisen	—	—	440 t	—
179	Mauerung	384 m³	768 m³	—	1070 m³
180	Spez. per 10^6 WE	7,1 m³/10^6 WE	7,1 m³/10^6 WE	1,27 t/10^6 WE	4,7 m³/10^6 WE

Nr.	Position	Brakpan 6000 KW 1908	Simmerpan 18000 KW 1909/10	Rosherville 68000 KW 1911	Vereeniging 44000 KW 1912
	Massen: Eisenkonstruktion				
181	Hauptkonstr. einschließlich Deckenträger und Belag	495 t	820 t	624,5 t	838 t
182	Spez./m^3 Ummrg.	97 kg/m^3	51 kg/m^3	11,5 kg/m^3	39 kg/m^3
183	Spez./KW	82,5 kg/KW	45,5 kg/KW	9,2 kg/KW	19 kg/KW
184	Spez./10^6 WE/Std.	9,2 kg	7,6 kg	1,8 kg	3,7 kg
	Belichtung				
185	Fenster: abs.	611 m^2	616 m^2	1370 m^2	740 m^2
186	Spez./1000 m^3 umbauter Raum	120 m^2	38 m^2	25 m^2	34,5 m^2
187	**Pumpenhaus** (ausschließl. Pumpschächte u. Caissons)	Kein besonderes Gebäude. Pumpen sind im Maschinenhauskeller untergebracht	Angebaut an Maschinenhaus je ein Raum für 2 Pumpen	Pumpenhaus errichtet auf 5 Caissons, die an tiefster Stelle des Pan hinter der Sperrmauer versenkt sind und z. T. durch eine Gitterkonstruktion außerhalb des Pan abgestützt werden	Kein besonderes Gebäude. Pumpen sind im Maschinenhauskeller in besonderen Schächten untergebracht.
188	Umfassungswände	—	Eisenfachwerk mit $^1/_2$ Stein ausgemauert u. verputzt	Eisenfachwerk mit Wellblech verkleidet	—
189	Dach: Form	—	Pultdach	Satteldach	—
190	Material	—	Wellblech	Wellblech	—
191	Massen: Mauer und Betonarbeiten	—	—	—	1386 m^3
192	Eisenkonstruktion	—	—	—	—
193	**Außenbunker**	Kein Außenbunker	Eisenfachwerk ausgemauert, darüber Geleis für Eisenbahnwagen, das Ganze mit Wellblech überdacht. Unter dem Bunker gemauerter Kanal für 2 Conveyor	Erhöhte Fahrbahn aus eisern. Fachwerk für Eisenbahnwagen, getragen von Betonpfeilern, darunter gemauerter Kanal für Conveyor. Keine Überdachung. Kohle lagert auf freiem Terrain u. fällt durch eiserne Trichter in den Conveyor	Wie bei Rosherville
194	Massen: Mauer und Betonarbeit	—	—	—	1310 m^3
195	Spez./Ton Fassung	—	—	—	0,595 m^3/t
196	Massen: Eisenkonstruktion einschl. Fülltrichter	(Kohlenbahn) 90 t	350 t	185 t	122 t
197	Spez./Ton Fassung	—	190 kg/t Fassung	58 kg/t Fassung	55 kg/t Fassung
	Schalthaus (einschl. Betätigungsraum u. Transformatorräume)				
198	Gebäudefundamente	gemauert	gemauert	gemauert	gemauert

Nr.	Position	Brakpan 6000 KW 1908	Simmerpan 18000 KW 1909/10	Rosherville 68000 KW 1911	Vereeniging 44000 KW 1912
199	Umfassungsmauern	Eisenfachwerk m. $^1/_2$ Stein ausgemauert und verputzt	Eisenfachwerk m. $^1/_2$ Stein ausgemauert und verputzt	Eisenfachwerk m. $^1/_2$ Stein ausgemauert und verputzt	Eisenfachwerk mit $^1/_2$ Stein ausgemauert und verputzt
200	Innenmauern	Mauerwerk	Mauerwerk	—	—
201	Anzahl Geschosse	3	3	4	4
202	Kellerfußboden	Beton	Beton	Teils Beton, teils gestampfte Ameisenerde	Beton
203	Geschoßfußboden	Beton	Beton	Beton	Beton
204	**Zwischenwände** für Paneele und Sammelschienen	$^1/_4$ Stein stark u. 2″ Betonplatten f. Sammelschienen	$^1/_4$ Stein stark, 2″ Betonplatten für Sammelschienen	$^1/_2$ Stein stark, Sammelschienen ohne Zwischenwände	keine
205	**Dach:** Form	Hauptgeb.: Satteldach mit Fachwerksbindern Anbauten: Pultdach mit einf. Trägern	Hauptgeb.: Satteldach mit Fachwerksbindern Anbauten: Pultdach mit einf. Trägern	Hauptgeb.: Satteldach mit Fachwerksbindern Trans. Kammer: Pultdach m. einf. Trägern	—
206	Material	Wellblech	Wellblech	Wellblech	Wellblech
207	Massen: Mauer u. Betonarbeit einschließl. Zwischenwände	—	—	—	2770 m³
208	Spez./m³ Raum	—	—	—	0,128 m³/m³ umbauter Raum
	Massen: Eisenkonstruktion	—	—	—	—
209	**Hauptkonstr.:** einschließl. Dach und Deckenträger	120 t	180 t	415 t	252 t
210	Spez./m³ Raum	23,5 kg/m³	11,2 kg/m³	7,65 kg/m³	11,7 kg/m³
	Belichtung				
211	Nat. Fenster abs.	82 m²	114 m²	281 m²	276 m²
212	Spez./1000 m³ umbauter Raum	16 m²	11 m²	1,5 m²	12,8 m²
	Werkstatt				
213	Umfassungswände	—	—	Eisenfachwerk mit Wellblechbekleidung	ein Giebelfeld des Maschinenhauses
214	Laufkran. Stützen	—	—	15 t Handlaufkran	
215	Fußboden	—	—	Holzbohlenbelag	Holzbohlenbelag
216	Dach	—	—	Satteldach	—
217	Massen: Mauer u. Betonarbeit	—	—	—	108 m³
	*) **Kanäle.** Einschnitte, Tunnels, Caissons, Pumpenschächte, Rohrauflager, Abdeckungen hierzu, Wehr und Reinigungsanlagen usw.				
	Innerhalb der beb. Fläche				
218	Massen: Mauer und Beton	—	—	—	1047 m³
219	Massen: Eisenkonstruktion	—	—	—	—

*) Angaben fehlen.

Nr.	Position	Brakpan 6000 KW 1908	Simmerpan 18000 KW 1909/10	Rosherville 68000 KW 1911	Vereeniging 44000 KW 1912
	Außerhalb der beb. Fläche				
220	Massen: Mauer und Beton	—	—	—	1016 m³
221	Massen: Eisenkonstruktion	—	—	—	—
222	**Total:** Mauer und Beton	—	—	—	2063 m³
223	**Total:** Eisenkonstruktion	—	—	—	—
	Belastungsannahmen				
224	Wind	150 kg/m²	150 kg/m²	100 kg/m²	100 kg/m²
225	**Maschinenhaus:** Dach	275 kg/m²	50 kg/m²	Glasdach: 70 kg/m² Wellblechdach: 55 kg/m²	Glasdach: 70 kg/m² Wellblechdach: 55 kg/m²
226	Fußboden	1000 kg/m²	1000 kg/m²	1250 kg/m²	1250 kg/m²
227	Zwischendecke	—	—	750 kg/m²	—
228	Raddruck Kranlaufbahn	18,5 t	—	18 t	45 t
229	**Kesselhaus:** Dach	Glasdach: 55 kg/m² Wellblechdach: 50 kg/m²	60 kg/m²	55 kg/m²	55 kg/m²
230	Fußboden	1000 kg/m²	1000 kg/m²	1000 kg/m²	1000 kg/m²
231	Kanalabdeckung	—	—	—	—
232	**Schalthaus:** Dach	50 kg/m²	60 kg/m²	60 kg/m²	—
233	Erdgeschoß	1000 kg/m²	1000 kg/m²	1100 kg/m²	1250 kg + Ölschaltergewicht
234	1. Stock	1000 kg/m²	1000 kg/m²	1000 kg/m²	2100 kg/m²
235	2. Stock	1000 kg/m²	1000 kg/m²	750 kg/m²	—
236	3. Stock	1000 kg/m²	1000 kg/m²	750 kg/m²	—

6. Einrichtung der Maschinenhäuser.

	Maschinenhaus (einschl. Pumpenhaus für Kondensation)					
237	**Hauptmaschinen**	2 Drehstromgeneratoren mit Antrieb d. Frischdampfturbine	6 Drehstromgeneratoren mit Antrieb d. Frischdampfturbine	5 Drehstromgeneratoren mit Antrieb d. Frischdampfturbine 6 Turbokompressoren m. Antrieb d. Frischdampfturbine	4 Drehstromgeneratoren mit Antrieb durch Frischdampfturbine	
	Turbogeneratoren					
238	Fabrikat	A. E. G.	A. E. G.	A. E. G.	A. E. G.	
239	Leistung normal	3000 KW	3000 KW	10000 KW	2 Stück 10000 KW	2 Stück 12000 KW
240	Leistungsfaktor	0,85	0,85	0,85	0,85	0,67
241	Spannung normal	2000 Volt	4 à 2000 V. u. 2 à 10000 V.	5000 V.	5000 V.	5000 V.
242	Periodenzahl	50 p. S.	50 p. S.	50 p. S.	50 p. S.	50 p. S.
243	Wicklung d. Gen.	Stab	Stab	Stab	Stab	Stab
			Lokal angefertigte Spezialwicklung			

Nr.	Position	Brakpan 6000 KW 1908	Simmerpan 18000 KW 1909/10	Rosherville 68000 KW 1911	Vereeniging 44000 KW 1912
244	Speisung d. Netzes	Über Hochspannungstransformatoren 10000 und 40000 V.	Über Hochspannungstransformatoren 10000 und 40000 V.	Über Hochspannungstransformatoren 20000 und 40000 V.	Über Hochspannungstransformatoren 80000 V. Hilfstransformatotoren direkt
245	Art des Netzes	Freileitung	Freileitung	Freileitung 40000 V, Kabel 20000 V.	Freileitung
	Turbogeneratoren	—	—	—	10000 KW 12000 KW
246	**Erregung** normal	Durch angebaute Erregermaschine	Durch angebaute Erregermaschine	Durch angebaute Erregermaschine	Durch angebaute Erregermaschine
247	Reserve	Batterie bzw. Umformer	Batterie bzw. Umformer	Batterie bzw. Umformer	Batterie bzw. Umformer
	Erregermaschine				
248	Volt	220 V.	220 V.	220 V.	220 V. 220 V.
249	KW	16,5 KW	16,5 KW	75 KW	75 KW 75 KW
	Kurzschluß d. Generators bei voller Spannung				
250	Momentan	20—30fach	20—30fach	20—30fach	20—30fach
251	Stationär	2,5fach	2,5fach	2,5fach	2,5fach
252	**Kühlung des Generators**	Durch Wasser von bes. Pumpe und Luft vom eingebauten Ventilator	Durch Wasser von bes. Pumpe und Luft vom eingebauten Ventilator	Durch Luft vom eingebauten Ventilator	Durch Luft vom eingebauten Ventilator
253	Luftmenge	—	—	1200 m³/Min.	1200 m³/Min. 1600/1800 m³/Min.
254	Wassermenge	300—350 Lit./Min. einschl. Öl- und Lager-Kühlung	300—350 Lit./Min. einschl. Öl- und Lager-Kühlung	—	—
255	Druckhöhe	ca. 30 m üb. M.H.F.	ca. 30 m üb. M.H.F.	—	—
256	Leistg. Wasserkühlung	—	—	—	—
257	**Kühlung d. Lager**	Wasser	Wasser	Öl durch Wasser rückgekühlt	Öl durch Wasser rückgekühlt
258	Wassermenge	—	—	—	—
259	Druckhöhe	—	—	—	—
260	Leistung	—	—	—	—
	Turbine **Dampfverbrauch** (einschl. Erregung)				
261	Dampf-Spannung	12 Atm. abs.	12 Atm. abs.	14 Atm. abs.	14 Atm. abs.
262	„ Temperatur	300° C	300° C	330° C	330° C
263	Wärmeinhalt	730 WE	730 WE	745 WE	745 WE
	Verbrauch normal:				
264	per KW bei $^1/_1$ (Garantiewerte)	6,8 kg bei 90,5% Vakuum	6,8 kg bei 90,5% Vakuum	bei 15° Kühlw. 5,8 kg bei 25° Kühlw. 6,2 kg	bei 15° C Kühlwasser 5,8 kg 6,1 kg bei 25° C Kühlwasser 6,2 kg 6,5 kg
265	Regulierung d. Düsen	Drosselregulierung und Düsenregulierung von Hand	Drosselregulierung und Düsenregulierung von Hand	Drosselregulierung und Düsenregulierung von Hand	Drosselregulierung u. Düsenregulierung von Hand
266	Tourenzahl	1500 p. M.	1500 p. M.	1000 p. M.	1000 p. M.
	Kondensation				
267	Type Kondensator	Oberflächen	Oberflächen	Oberflächen	Oberflächen
268	Anzahl Kond. pro Maschine	1	1	1	1
269	Kühloberfläche pro Maschine	750 m²	750 m²	1650 m²	1650 m² 1950 m²

Nr.	Position	Brakpan 6000 KW 1908	Simmerpan 18000 KW 1909/10	Rosherville 68000 KW 1911	Vereeniging 44000 KW 1912	
270	Norm. Kühlwassermenge bei 25° C	1020 m³/Std.	1020 m³/Std.	3000 m³/Std.	3000 m³/Std.	3600 m³/Std.
271	Tot. Förderhöhe	8 m	14,75 m	6—8 m	12—13 m	13—14 m
272	Nutzbar durch Rückschluß	4,6 m (statisch)	7 m	—	—	
273	Effekt. Förderhöhe	—	—	—	—	
274	Leistung abs.	—	—	—	—	
275	„ spez.	—	—	—	—	
	Kühlwasserpumpen					
276	Type	Horizontale Zentrifugalpumpe	Horizontale Zentrifugalpumpe	Horizontale Zwillings-Zentrifugalpumpen mit Luftpumpen auf gemeinsamer Welle	Vertikale Zwillings-Zentrifugalpumpe	
277	Anzahl p. Maschine	1	1	1	1	
278	Reserve	—	—	keine	Durch Verbindung und Umschaltung auf benachbarte Pumpe	
279	Tourenzahl	485 p. M.	720 p. M.	1440 p. M.	900 p. M.	1050 p. M.
280	Antrieb	Durch direkt gekuppelten Drehstrommotor	Durch direkt gekuppelten Drehstrommotor	Durch direkt gekuppelte Dampfturbine, welche mit Frischdampf gespeist wird und in die zweite Stufe der Hauptturbine auspufft	Durch direkt gekuppelte Dampfturbine, welche mit Frischdampf gespeist wird und in die zweite Stufe der Hauptturbine auspufft	
	Energieaufnahme					
281	Antriebsmotor	50 PS	50 PS	—	—	
282	Turbine	—	—	4500 kg/Std. bei ca. 1,5 Atm. abs. Gegendruck (vgl. Nr. 280)	4500 kg/Std. bei ca. 4,8 Atm. abs. Gegendruck (vgl. Nr. 280)	
	Luft- und Kondensationspumpe					
283	Type	Stehende Zwillings-Naßluftpumpe	Stehende Zwillings-Naßluftpumpe	Schleuderwasserpumpe m. Kühlwasserpumpen auf gemeinsamer Welle	Schleuderwasserpumpe	
284	Anzahl p. Maschine	1	1	1	1	
285	Reserve	keine	keine	keine	keine	
286	Tourenzahl	200 p. M.	200 p M.	1440 p. M.	1440 p. M.	
287	Antrieb	Durch direkt gekuppelten Drehstrommotor	Durch direkt gekuppelten Drehstrommotor	Vgl. Kühlwasserpumpe Nr. 280.	Durch direkt gekuppelte Dampfturbine, welche mit Frischdampf gespeist wird und in die zweite Stufe der Hauptturbine auspufft	
288	Kondensatmenge	20,4 m³/Std.	20,4 m³/Std.	58 m³/Std.	58 m³/Std.	73 m³/Std.
289	Förderhöhe	3—4 m	3—4 m	12m	7 m	7 m
290	Luftmenge	—	—	—	—	—
291	Leistung total	25—30 PS	25—30 PS	73 PS	75 PS	110 PS
	Energieaufnahme					
292	Antriebsmotor	40 PS	40 PS	—	—	-

Nr.	Position	Brakpan 6000 KW 1908	Simmerpan 18000 KW 1909/10	Rosherville 68000 KW 1911	Vereeniging 44000 KW 1912
293	Antriebsturbine	—	—	2300 kg/Std. bei 1,5 Atm. abs. Gegendruck (vergl. Nr. 280)	2300 kg/Std. bei 4,8 Atm. abs. Gegendruck 3400 kg/Std. bei 4,8 Atm. abs. Gegendruck (vgl. Nr. 280)
294	Wirkungsgrad	80—85 %	80—85 %	ca. 40 %	ca. 40 %
	Auspuff d. Hauptturbine				
295	Umschaltung	Nur zum Anfahren	Nur zum Anfahren	Nur zum Anfahren	Nur zum Anfahren
296	Höchstleistung	—	—	—	—
	Kühlluft für Generator				
297	Führung	Ansaugen aus d. Keller u. Ausblasen in den Maschinenraum	Ansaugen aus d. Keller u. Ausblasen in den Maschinenraum	Für Ansaugen u. Ausblasen besondere Kanäle, die außerhalb des Maschinenhauses münden	Für Ansaugen und Ausblasen besondere Kanäle, d. außerhalb d. Maschinenhauses münden
298	Reinigung	keine	keine	pro Maschine besonderes Luftfilter von 750 m² Oberfläche	pro Maschine besonderes Luftfilter von 752 m² Oberfläche
	Gewichte				
299	Turbine	ca. 39,7 t	ca. 39,7 t	ca. 97 t	ca. 97 t
300	Generator	„ 60,7 t	„ 60,7 t	„ 106 t	„ 106 t
301	Grundplatte	„ 15,4 t	„ 15,4 t	„ 52 t	„ 52 t
302	Kondensator	„ 19,7 t	„ 19,7 t	„ 43 t	„ 43 t
303	Pumpen	„ 15,2 t	„ 15,2 t	„ 22 t	„ 22 t
304	Filter	—	—	„ 1,5 t	„ 1,75 t
305	Total abs.	ca. 150,7 t	ca. 150,7 t	ca. 321,5 t	ca. 321,75 t
306	„ spez.	—	—	—	—
307	Schwerster Teil netto	Rotor ca. 25 t	Rotor ca. 25 t	Rotor ca. 45 t	Rotor ca. 45 t
	Raumbedarf Hauptmaschine einschl. Kondensator				
308	Grundfläche abs. einschließl. Fundamente	8,0 × 6,0 m = 48 m²	8,0 × 6,0 m = 48 m²	13,70 × 6,70 m = 92 m²	13,70 × 6,70 m = 92 m²
309	spez./1000 KW	16 m²/1000 KW	16 m²/1000 KW	9,2 m²/1000 KW	9,2 bzw. 7,7 m²
310	Kellerhöhe	5,14 m	5,20 m	6,10 m	6,10 m
311	Erf. Kranhakenhöhe	10,10 m	10,11 m	13 m	13 m
312	Erf. Gesamtraum abs.	490 m³	490 m³	1200 m³	1200 m³
313	spez./1000 KW	163 m³/1000 KW	163 m³/1000 KW	120 m³/1000 KW	120 m³/1000 KW 100 m³/1000 KW
	Kühlwasserpumpe				
314	Erf. Grundfläche	1,55 × 2,90 m = 4,5 m²	Aufstellung im Schacht Durchmesser 2,2 m	1,5 × 4,0 m = 6 m²	Aufstellung im Schacht Durchmesser 4 m
315	Freie Höhe	1 m	1 m	1,8 m	—
	Luftpumpe				
316	Erf. Grundfläche	2,4 × 4,0 m = 9,6 m²	2,4 × 4,0 m = 9,6 m²	—	3 × 2 m = 6 m²
317	Freie Höhe	2,8 m	2,8 m	—	1,5 m
	Luftfilter				
318	Erf. Grundfläche	—	—	3,30 × 6,70 m = 22,3 m²	2,80 × 6,0 m = 16,8 m²

Nr.	Position	Brakpan 6000 KW 1908	Simmerpan 18000 KW 1909/10	Rosherville 68000 KW 1911	Vereeniging 44000 KW 1912
319	Freie Höhe	—	—	4,50 m	5,5 m
	Raumbedarf				
	Tot. erf. Raum pro Aggregat und Zubehör				
320	Grundfläche	62,1 m^2	61,4 m^2	120,3 m^2	127,3 m^2
321	Inhalt	685 m^3	675 m^3	1600 m^3	1660 m^3
322	Grundfläche pro 1000 KW	20,6 m^2	20,4 m^2	12 m^2	11,5 m^2
323	Inhalt pro 1000 KW	228 m^3	225 m^3	160 m^3	150 m^3
	Aufgewandter Raum pro elektr. Aggregat				
324	Grundfläche	179 m^2	177 m^2	280 m^2	295 m^2
325	Inhalt	2550 m^3	2680 m^3	5740 m^3	5850 m^3
326	Grundfläche pro 1000 KW	60 m^2/1000 KW	59 m^2	28 m^2	26,8 m^2
327	Inhalt pro 1000 KW	850 m^3/1000 KW	900 m^3	574 m^3	530 m^3
	Ausnutzung				
328	der Grundfläche	ca. 35%	ca. 35%	ca. 43%	ca. 43%
329	des Rauminhalts	27%	25,5%	28%	28,3%

7. Kompressorenanlage.

	Compressor				
330	Anzahl	—	—	6	—
331	Fabrikat	—	—	A. E. G.	—
332	Leistung	—	—	600 m^3/Min.	—
333	Enddruck	—	—	9 Atm. abs.	—
334	Tourenzahl	—	—	3000 p. M.	—
335	Anordnung	—	—	Tandem	—
336	Anzahl d. Zylinder	—	—	2	—
337	Anzahl d. Zwischenkühler	—	—	1	—
338	Compressionsverhältnis	—	—	$\frac{9}{0,83} = 10,4$	—
339	Lufttemperatur b. Eintritt	—	—	ca. 24° C	—
340	Lufttemperatur b. Austritt aus dem N. D. Z.	—	—	ca. 100° C	—
341	Lufttemperatur b. Eintritt i. d. H. D. Z.	—	—	ca. 35° C	—
342	Lufttemperatur b. Austritt aus dem H. D. Z.	—	—	ca. 75° C	—
343	Regulierung	—	—	automatisch auf konstant. Druck	—
344	Kühlung der Lager	—	—	Öl durch Wasser gekühlt	—
	Turbine				
345	Dampf-Spannung	—	—	12 Atm.	—
346	Dampf-Temperatur	—	—	350° C	—
347	Wärmeinhalt	—	—	755 WE	—
348	Regulierung der Düsen	—	—	Drosselregulierung und Düsenregulierung von Hand	—

Nr.	Position	Brakpan 6000 KW 1908	Simmerpan 18000 KW 1909/10	Rosherville 68000 KW 1911	Vereeniging 44000 KW 1912
	Kondensation				
349	Type	—	—	Oberflächen	—
350	Kühloberfläche	—	—	750 m²	—
351	Norm. Kühlwassermenge bei 25° C	—	—	60fach, ca. 1000 m³/St.	—
352	Totale Förderhöhe	—	—	7—8 m	—
	Kühlwasserpumpe				
353	Type	—	—	Horizontale Centrifugalpumpe	—
354	Anzahl pro Maschine	—	—	1	—
355	Tourenzahl	—	—	ca. 1440 p. M.	—
356	Antrieb	—	—	Dampfturbine	—
357	Eff. Leistung	—	—	ca. 38 PS	—
	Luft- u. Kondensatpumpe				
358	Type	—	—	Schleuderwasserpumpe	—
359	Tourenzahl	—	—	ca. 1440 p. M.	—
360	Antrieb	—	—	Auf der Welle der Kühlwasserpumpe	—
361	Eff. Leistung	—	—	ca. 48 PS	—
362	Förderhöhe normal	—	—	12 m	—
363	Dampfverbrauch	—	—	1720 kg/Std. bei 2 Atm. abs. Gegendruck (Abdampf wird in d. 2. Stufe der Hauptturbine geleitet)	—
	Kühlung der Kompressoren				
364	Kühlwassermenge	—	—	3 m³/Min.	—
365	Erforderl. Druck	—	—	15 m	—
366	Eintrittstemperatur des Kühlwassers	—	—	15—24° C	—
367	Austrittstemperatur des Kühlwassers	—	—	27—36° C	—
368	Luftreinigung	—	—	Filteranlage von 385 m²	—
	Gewichte				
369	Turbine	—	—	ca. 19 t	—
370	Compressor	—	—	„ 72 t	—
371	Grundplatte	—	—	„ 16 t	—
372	Kondensator	—	—	„ 23 t	—
373	Pumpen	—	—	„ 10 t	—
374	Filter	—	—	„ 0,7 t	—
375	Total	—	—	ca. 140,7 t	—
376	Schwerster Teil	—	—	Kompressor-Unterteil ca. 18,5 t	—
	Kühlwasserpumpen für Kompressorkühlung				
377	Anzahl	—	—	2 Centrifugalpumpen	—
378	Leistung	—	—	je 1000 m³/Std.	—
379	Förderhöhe	—	—	22 m	—
380	Antrieb	—	—	150 PS Drehstrom-Motor, 1470 U.p.M.	—

Nr.	Position	Brakpan 6000 KW 1908	Simmerpan 18000 KW 1909/10	Rosherville 68000 KW 1911	Vereeniging 44000 KW 1912
	Raumbedarf Kompressor nebst Antriebsmaschine und Kondensator				
381	Grundfläche abs. einschließl. Fundamente	—	—	12 × 6,80 m = 82 m²	—
382	Grundfläche spez. pro 1000 PS	—	—	2,05 m²/1000 PS	—
383	Kellerhöhe	—	—	6,10 m	—
384	Erford. Kranhakenhöhe	—	—	13 m	—
385	Erforderl. Gesamtraum abs.	—	—	1060 m³	—
386	Erforderl. Gesamtraum spez.	—	—	265 m³/1000 PS	—
	Kondensationspumpen				
387	Erf. Grundfläche	—	—	3,5 × 2 m = 7 m²	—
388	Freie Höhe	—	—	1,5 m	—
	Luftfilter				
389	Erf. Grundfläche	—	—	7,0 × 4,50 m = 31,5 m²	—
390	Freie Höhe	—	—	2,10 m	—
	Tot. erford. Raum pro Aggregat und Zubehör				
391	Grundfläche	—	—	120,5 m²	—
392	Inhalt	—	—	1137 m³	—
	Aufgewandter Raum				
393	Grundfläche	—	—	206 m²	—
394	Inhalt	—	—	4250 m³	—
	Ausnutzung				
395	der Grundfläche	—	—	59%	—
396	des Rauminhalts	—	—	27%	—
	Laufkran				
397	Fabrikat	Duisburger Maschinenbau A.-G., vorm. Bechem & Keetmann	BenratherMaschinenfabrik	Märk. Maschinenbauanst., Ludwig Stuckenholz	Babcock & Wilcox
398	Antriebsart	Von Hand	Drehstrommotoren	Drehstrommotoren	Drehstrommotoren
399	Bedienung	Zugketten	Führerkorb an der Bühne	Führerkorb an der Bühne	Führerkorb an der Bühne
400	Konstruktion	—	Gitterträger	Gitterträger	Vollblech-Träger
401	Lieferant der elektr. Ausrüstung	—	A. E. G.	S. S. W.	S. S. W.
402	Tragfähigkeit: a) Haupthaken	30 t	40 t	50 t	55 t
	b) Hilfshaken	—	10 t	15 t	15 t
403	Anzahl d. Motoren	—	4	4	5
404	Leistung d. Haupthubmotors	—	30 PS	30 PS	30 PS
405	Tourenzahl des Haupthubmotors	—	—	720	725
406	Leistung des Hilfshubmotors	—	16 PS	30 PS	30 PS
407	Tourenzahl d. Hilfshubmotors	—	—	720	725

Nr.	Position	Brakpan 6000 KW 1908	Simmerpan 18000 KW 1909/10	Rosherville 68000 KW 1911	Vereeniging 44000 KW 1912
408	Leistung d. Katzenfahrmotors	—	8 PS	8,5 PS	15 bzw. 3,5 PS
409	Tourenzahl d. Katzenfahrmotors	—	—	945 p. Min.	710 bzw. 925 p. Min.
410	Leistung des Kranfahrmotors	—	16 PS	30 PS	30 PS
411	Tourenzahl d. Kranfahrmotors	—	—	720	725
412	Spannung	—	440 V	525 V	525 V
413	Hubgeschwindigkeit d. Haupthubes	—	2 m/Min.	1,7 m/Min.	55 t: 1,8 m/Min. 27½ t: 3,65 m/Min.
414	Hubgeschwindigkeit des Hilfshubes	—	4,8 m/Min.	6 m/Min.	6 m/Min.
415	Fahrgeschwindigkeit der Katze	—	15 m/Min.	12 m/Min.	15 m/Min.
416	Fahrgeschwindigkeit des Krans	—	30 m/Min.	45 m/Min.	45 m/Min.
417	HöheKranlaufbahn über M. H. F.	6 m	6 m	8 m	8 m
418	HöheKranlaufbahn über K. H. F.	11,14 m	11 m	14,10 m	14,10 m
419	Spannweite	9,2 m	15,5 m	21,90 m	21,96 m
420	Gewicht des Krans	ca. 10,5 t	ca. 30 t	ca. 45 t	ca. 48 t
421	Gewicht der elektr. Ausrüstung	—	ca. 3 t	ca. 3,5 t	ca. 4 t
422	Freie Höhe über Kranlaufbahn	—	—	3 m	3 m

8. Einrichtung der Kesselhäuser.

	Kessel				
423	Fabrikat	Babcock & Wilcox	Babcock & Wilcox	Babcock & Wilcox	Babcock & Wilcox
424	Type	Schiffskessel	Schiffskessel	Schiffskessel	Schiffskessel
425	Anzahl ingesamt	8	16	32	20
426	„ pro Kesselhaus		8	8	10
427	Leistung: a) normal b) maximal	9000 kg/Std. 11000 kg/f. 2–3 Std.	9000 kg/Std. 11000 kg/f. 2–3 Std.	14400 kg/Std. 10 % mehr	15000 kg/Std. 16000 kg/Std. f. 4 Std.
428	Dampfspannung	14 Atm. Überdruck	14 Atm. Überdruck	14 Atm. Überdruck	15 Atm. Überdruck
429	Temperatur d. überhitzten Dampfes	325° C	325° C	350° C	360° C
430	Leistung in WE./Std.	$6{,}6 \cdot 10^6$	$6{,}6 \cdot 10^6$	$10{,}8 \cdot 10^6$	$11{,}3 \cdot 10^6$
431	Wasserberührte Heizfläche	358,3 m²	358,3 m²	513 m²	550 m²
432	Spez. Leistung	25 kg/m²	25 kg/m²	28 kg/m²	27,3 kg/m²
433	Wasserinhalt	—	—	13,9 m³	14,5 m³
434	Dampfraum	—	—	—	6,3 m³
435	Anzahl d. Sektionen	—	—	41	43
436	Außendurchmesser der Rohre	81 mm	81 mm	81 mm	81 mm
437	Anzahl der Oberkessel	1	1	1	1
438	Anordnung d. Oberkessel	Parallel z. Kesselhausachse	Parallel z. Kesselhausachse	Parallel z. Kesselhausachse	Parallel zur Kesselhausachse
439	Durchmesser der Oberkessel	1219 mm	1219 mm	1370 mm	1370 mm
440	Dampfsammler	nicht vorhanden	nicht vorhanden	nicht vorhanden	nicht vorhanden

Nr.	Position	Brakpan 6000 KW 1908	Simmerpan 18000 KW 1909/10	Rosherville 68000 KW 1911	Vereeniging 44000 KW 1912
	Überhitzer				
441	Heizfläche	127 m²	127 m²	160 m²	206 m²
442	Rohrdurchmesser	38 mm	38 mm	38 mm	38 mm
443	Überhitzerheizfläche in % der wasserberührten Heizfläche	35%	35%	31%	37%
444	Vorrichtung zur Regulierung der Überhitzung	Mischventil	Mischventil	nicht vorhanden	nicht vorhanden
	Ekonomiser				
445	Heizfläche	185,8 m²	185,8 m²	204 m²	212 m²
446	Fabrikat	Green	Green	Babcock & Wilcox	Babcock & Wilcox
447	Anordnung d. Rohre	vertikal	vertikal	horizontal	horizontal
448	Material der Rohre	Gußeisen	Gußeisen	verzinktes Schmiedeeisen	verzinktes Schmiedeeisen
449	Sektionen	20	20	35	39
450	Anzahl der Rohre pro Sektion	10	10	7	6
451	Äuß. Durchmesser der Rohre	115 mm	115 mm	81 mm	81 mm
452	Rohrlänge	2750 mm	2750 mm	3250 mm	3580 mm
453	Reinigung d. Rohre	durch Kratzer	durch Kratzer	seitl. Rußabblasetüren	seitl. Rußabblasetüren
454	Verkleidung d. Ekonomiser	Eisenblech	Eisenblech	Eisenblech	Eisenblech
455	Ekonomiserheizfläche in % der Gesamtheizfläche	52%	52%	40%	38,5%
	Rost				
456	Fabrikat	Babcock & Wilcox	Babcock & Wilcox	Babcock & Wilcox	Babcock & Wilcox
457	Bauart	2 facher Kettenrost	2 facher Kettenrost	2 facher Kettenrost	2 facher Kettenrost
458	Rostfläche	14,49 m²	14,49 m²	17,8 m²	23,4 m²
459	Antrieb	Kettenübertragung von Transmissionswelle im Aschenkeller aus	Kettenübertragung von Transmissionswelle im Aschenkeller aus	Kettenübertragung von Transmissionswelle im Aschenkeller aus	Schneckenradübertragung von der Transmissionswelle aus
460	Antriebsmotor	1 Drehstrommotor für je 2 Kessel	1 Drehstrommotor für je 2 Kessel	2 Drehstrommotoren für je 4 Kessel	2 Drehstrommotoren für je 5 Kessel
461	Leistung	—	—	15 PS. f. je 4 Kessel	20 PS. für je 5 Kessel
462	Rostgeschwindigkeit	2,4—9,3 m/Std.	2,4—9,3 m/Std.	1,83—7,6 m/St.	1,9—7,6 m/Std.
463	Verbrennung pro m² Rostfläche normal	ca. 140 kg	ca. 140 kg	—	—
464	Verkleidung d. Kessels	Eisenblech	Eisenblech	Eisenblech	Eisenblech
	Saugzuganlage				
465	System	indirekt	indirekt	indirekt	indirekt
466	Höhe des Schornsteins über K. H. F.	18,8 m	18,8 m	28 m	28,5 m
467	Oberer Durchmesser	2,16 m	2,16 m	2,50 m	—
468	Unterstützung	Eisenkonstruktion des Gebäudes	Eisenkonstruktion des Gebäudes	Eisenkonstruktion des Gebäudes	Eisenkonstruktion des Gebäudes
469	Aufstellung d. Ventilators	auf Kesselhausflur	auf Kesselhausflur	auf Kesselhausflur	auf Kesselhausflur
470	Für welche Kesselzahl	2	2	4 für je 1 Kessel 16 für je 2 Kessel	2 für je 1 Kessel 9 für je 2 Kessel

Nr.	Position	Brakpan 6000 KW 1908	Simmerpan 18000 KW 1909/10	Rosherville 68000 KW 1911	Vereeniging 44000 KW 1912
471	Zugstärke am Eintritt Fuchs				
	a) normal	—	—	—	—
	b) maximal	—	—	—	—
472	Antrieb	Drehstrommotor	Drehstrommotor	Drehstrommotor	Drehstrommotor
473	Motorleistung	30 PS	30 PS	20 PS für 1 Kessel 40 PS für 2 Kessel	75 PS für 1 Kessel 110 PS für 2 Kessel
474	Tourenzahl	580	580	720 resp. 960 p. M.	—
475	Wirkungsgrad der Kesselanlage einschließlich Ekonomiser	82% (Garantiewert)	82% (Garantiewert)	—	78% (Garantiewert)
476	Gewicht pro Kessel einschl. Ekonomiser und Saugzuganlage	145 t	145 t	157 t	178 t
477	Spez. pro KW	194 kg	129 kg	74 kg	81 kg
478	Spez. pro 10^6 WE/St.	21,4 t	21,4 t	14,5 t	15,7 t
479	Gesamtgewicht Kesselanlage und Gebäudekonstruktion Nr. 181	1655 t	3140 t	5645 t	4400 t
480	Spez. pro KW	276 kg	175 kg	83 kg	100 kg
481	Spez. pro 10^6 WE/St.	30,7 t	29 t	16,3 t	19,4 t
	Raumbedarf				
	Erforderl. Grundfläche				
482	pro Kessel ohne Bedienungsraum	31,3 m^2	31,3 m^2	43,6 m^2	46 m^2
483	pro 10^6 WE/Std.	4,75 m^2	4,75 m^2	4,05 m^2	4,07 m^2
	Aufgewandte Grundfläche				
484	pro Kessel	105 m^2	103 m^2	105 m^2	112 m^2
485	pro 10^6 WE/Std.	15,5 m^2	15,3 m^2	9,65 m^2	9,87 m^2
	Ausnutzung der Grundfläche				
486	pro Kessel	30%	30%	41,5%	41%
487	pro 10^6 WE/Std.	30%	30%	41,5%	41%
	Speisepumpen				
488	Anzahl	1 dampf-, 2 elektr. angetrieb. Pumpen	2 dampf-, 2 elektr. angetrieb. Pumpen	8	4
489	Fabrikat	Clarke Chapman & Co.	Clarke Chapman & Co.	A. E. G.	A. E. G.
490	Aufstellungsort	Kesselhaus	Kesselhaus	Maschinenhauskeller	Maschinenhauskeller
491	Antrieb	1 Dampfmaschine 1 Drehstrommotor	2 Dampfmaschinen 2 Drehstrommotoren	Dampfturbine	Dampfturbine
492	Leistung	48/57,6 m^3/Std. 48/57,6 m^3/Std.	48/57,6 m^3/Std. 48/57,6 m^3/Std.	100 m^3/Std.	100 m^3/Std.
493	Dampfverbrauch b. Auspuff	ca. 800 kg/Std.	ca. 800 kg/Std.	ca. 1150 kg/Std.*)	1420 kg/St. b. 1,03 At. Gegendruck*)
494	Tourenzahl	12—13 Doppelhübe pro Min. 485 p. M. des Motors	12—13 Doppelhübe pro Min. 485 p. M. des Motors	—	—
495	Regulierung	von Hand	von Hand	automatisch	automatisch
496	Verwendung d. Abdampfes	zur Vorwärmung des Speisewassers	zur Vorwärmung des Speisewassers	zur Vorwärmung des Speisewassers	zur Vorwärmung d. Speisewassers
	Wasserreiniger				
497	Fabrikat	Reisert	Reisert	Reisert	Haris
498	Leistung	6 m^3/Std.	6 m^3/Std.	25 m^3/Std.	25 m^3/Std.

*) Bei moderner Bauart wesentlich günstiger.

Nr.	Position	Brakpan 6000 KW 1908	Simmerpan 18000 KW 1909/10	Rosherville 68000 KW 1911	Vereeniging 44000 KW 1912
499	System	Kalk-Soda	Kalk-Soda	Kalk-Soda	Kalk-Soda
500	Aufstellungsort	im Kesselhaus	im Kesselhaus	außerhalb d. Kesselhauses	außerhalb d. Kesselhauses
501	Mechan. Reinigung	Kiesfilter	Kiesfilter	Kiesfilter	Kiesfilter
	Wassermesser				
502	Anzahl	—	—	6 2	4
503	Type	—	—	Kolbentyp. Venturityp.	Venturitype
504	Leistung	—	—	100 m³/Std. 100 m³/Std.	100 m³/Std.
	Hilfspumpen				
	Hilfspumpen für Zusatzwasser				
505	Anzahl	2	—	3	3
506	Antrieb	Drehstrommotor	—	Drehstrommotor	—
507	Leistung	15 m³/Std.	—	25 m³/Std.	—
508	Type	Turbinenpumpen	—	Zentrifugalpump.	—
509	Tot. Förderhöhe Hilfspumpen f. Generator- u. Transformatorkühlung	15 m	—	15 m	—
510	Anzahl	2	4	2	3 (gleichzeitig für Beschaffung von Zusatzwasser)
511	Antrieb	AEG Drehstrommotor. 1430 U. p. M. 5 PS	AEG Drehstrommotor. 1430 U. p. M. 10 PS	Drehstrommotor	12 PS Drehstrommotor
512	Leistung	21 m³/Std.	60 m³/Std.	100 m³/Std.	100 m³/Std.
513	Type	Zentrifugalpumpe	Zentrifugalpumpe	Zentrifugalpumpe	Zentrifugalpumpe
514	Tot. Förderhöhe	20 m	20 m	25 m	20 m
	Rohrleitung				
515	Lieferant	Babcock & Wilcox	Babcock & Wilcox	Seiffert & Co. Babcock & Wilcox	Seiffert & Co.
516	Durchm. d. Haupt-Frischdampfleitung	225 mm	225 mm	300 mm	300 mm
517	Länge pro Kesselhaus	—	ca. 100 m	ca. 100 m	ca. 125 m
518	Gesamtlänge	ca. 100 m	ca. 320 m	ca. 450 m	ca. 290 m
519	Dampfgeschwindigkeit:				
	a) normal	—	—	ca. 35 m	ca. 40 m
	b) maximal	—	—	ca. 70 m	ca. 80 m
520	Absperrorgan	Ventile	Ventile	Schieber zum Teil elektr. betätigt	Schieber zum Teil elektr. betätigt
521	Flanschen	Aufgenietet	Aufgenietet	Aufgewalzte Stahlgußflanschen	Aufgewalzte Stahlgußflanschen
522	Wandstärke	—	—	8 mm	8 mm
523	Kompensation	Durch Doppel-S-Bögen	Durch Doppel-S-Bögen	Kugelgelenk-Kompensatoren	Wellrohr-Kompensatoren
524	Isolierung	Magnesia-Asbest	Magnesia-Asbest	40—60 mm Kieselguhr	40—60 mm Kieselguhr
525	Niederdruckleitung Material	—	—	Autogengeschweißte Blechrohre	Autogengeschweißte Blechrohre
526	Gewicht der gesamten Rohrleitung	—	—	—	ca. 145 t
	Kohleförderung				
527	System	Eisenbahnwagen entladen direkt in Kesselhausbunker	Endlose Becherkette	Endlose Becherkette	EndloseBecherkette
528	Fabrikat	—	Babcock & Wilcox	Babcock & Wilcox	Babcock & Wilcox

Nr.	Position	Brakpan 6000 KW 1908	Simmerpan 18000 KW 1909/10	Rosherville 68000 KW 1911	Vereeniging 44000 KW 1912
529	Stündl. Leistung pro Anlage	—	20 t/Std.	20 t/Std.	30 t/Std.
530	Anzahl der Anlagen	—	1 äußere Anlage 2 innere Anlagen	4	2
531	Geschw. d. Kette	—	—	13,5 m/Min.	—
532	Art der Entleerung	—	Verstellbarer Anschlag	Verstellbarer Anschlag	Verstellbarer Anschlag
533	Wiegevorrichtung	—	Meßtrommel vor jedem Abfallrohr	Automat-Wage in horizontal. Conveyorschacht	Automat-Wage in horizontalem Conveyorschacht
534	Inhalt der Becher	—	—	—	—
535	Art der Füllung	—	2 fahrbare selbsttätige Füller	2 fahrbare selbsttätige Füller	2 fahrbare selbsttätige Füller
536	Antrieb	—	—	Drehstrommotor	Drehstrommotor
537	Energiebedarf	—	Außenanlage 8 PS Innenanlage je 3,5 PS	8 PS	10 PS
538	Kraftübertragung	—	Zahnradvorgelege	Zahnradvorgelege	Zahnradvorgelege
539	Gewicht	—	—	—	ca. 68,3 t
	Aschenförderung				
540	Art der Förderung	—	Seilförderung	Seilförderung	Seilförderung
541	Förderung i. Keller	—	—	Entleerung in Seitenkipper, welche von Hand gefördert werden	—
542	Leistung pro Std.	—	—	10 t/Std.	—
543	Antrieb	—	Drehstrommotor	Drehstrommotor 7,5 PS	Drehstrommotor

9. Einrichtung der Schalthäuser.

	Transformatoren				
544	Anzahl	3 2	3 3 1	5 2	2 4
545	Fabrikat	A. E. G. S. S. W.	A.E.G. A.E.G. S.S.W.	A. E. G. S. S. W.	A. E. G. Westinghouse
546	Leistung	3750 KVA 4500 KVA	3750 KVA 4500 KVA	12500 KVA 4000 KVA	12500 KVA 9000 KVA
547	Übersetzungsverhältnis	40000/10000 2000/10000	40000/10000 2000/10500	5000/42000 20000/42000	5000/2 x 42000 Volt
548	Wirkungsgrad	—	—	—	98,2 bei $\cos\varphi = 0{,}75$
549	Bauart	Kerntype Manteltype	Kerntype Manteltype	Manteltype	Kerntype Manteltype
550	Kühlung	Wasser	Wasser	Wasser	Wasser
551	Kühlwasser	—	—	7,2 m³/Std.	15 m³/Std.
552	Ölmenge	—	—	17,7 t	24 t
553	Erforderl. Druck	—	—	15 m	—
554	Schaltung	Stern/Dreieck	Stern/Dreieck	Stern/Dreieck	Dreieck/Stern
555	Gewicht inkl. Öl	—	—	ca. 63 t	ca. 79 t
556	Transformatorenschutz	Differentialschutz	Differentialschutz	Differentialschutz	Differentialschutz
	Stations-Transformatoren				
557	Anzahl	2	3	4	2 Beleuchtg. 2 Einphasen
558	Fabrikat	A. E. G.	A. E. G.	S. S. W.	S.S.W. S.S.W. S.S.W.
559	Leistung	450 KVA	500 KVA	1000 KVA	1000 500 50 KVA
560	Übersetzungsverhältnis	10000/220 Volt	10000/440 Volt	2 zu 20000/2100 V. 2 zu 20000/525 V.	5000/525 525/110
561	Wirkungsgrad	—	—	98 %	97,5 % 97 %
562	Bauart	Kerntype	Kerntype	Manteltype	Manteltype
563	Ölmenge	—	—	4100 kg	2200 kg 350 kg
564	Schaltung	—	Stern/Stern	Stern/Stern	Stern/Stern
565	Transformatorenschutz	Differentialschutz	Differentialschutz	Differentialschutz für je 2 Transf.	Differentialschutz

Nr.	Position	Brakpan 6000 KW 1908	Simmerpan 18000 KW 1909/10	Rosherville 68000 KW 1911	Vereeniging 44000 KW 1912
	Batterie				
566	Fabrikat	Akkumulatorenfabrik Hagen	Akkumulatorenfabrik Hagen	Akkumulatorenfabrik Hagen	Akkumulatorenfabrik Hagen
567	Kapazität	1000 Amp.-Std. b. 3stdg. Entladung	1188 Amp.-Stden.	1184 Amp. bei 1-stdger. Entladung	443 Amp.-Stden. bei 2stdger. Entladung
568	Anzahl d. Elemente	120	120	124	120
569	Spannung	220 Volt	220 Volt	220 V	220 V
570	Type	J. 22	J. S. 88	J. S. 64	F. S. 20
	Umformer				
571	Anzahl	1	1	2	2
572	Fabrikat	A. E. G.	A. E. G.	S. S. W.	S. S. W.
573	Type	Drehstrom/Gleichstrom Motorgenrt.	Drehstrom/Gleichstrom Motorgenrt.	Drehstrom/Gleichstrom Motorgenrt.	Drehstrom/Gleichstrom Motorgenert.
574	Leistung	50 KW	325 KVA (1370 Amp.)	1360 Amp.	75 KW 114 PS.
575	Tourenzahl	1000 p. M.	750 p. M.	750 p. M.	980 p. M.
576	Drehstromspannung	200/325 V	440 V	525 V	525 V
577	Gleichstromspannung	220 V	200/320 V	220/335 V	220/230 V
	Schalthaus				
	Schaltanlage				
578	Anzahl der Sammelschinensysteme	2—10000 V 2—40000 V	2—10000 V 2—40000 V	2—20000 V 2—40000 V	2—80000 V
579	Maschinenpaneele	2	6	5	4
580	Transformatorenpaneele	—	—	2	4
581	Freileitungspaneele	2 (40000 V) 4 (10000 V)	6 (40000 V) 4 (10000 V)	8 (40000 V)	4 (80000 V)
582	Kabelpaneele	—	—	4 (20000 V)	—
583	Schalteranordnung	Für 10000 V und 40000 V separate Phasenschalter, f. 500 V dreipolige Schalter	Für 1000 V und 40000 V separate Phasenschalter, f. 500 V dreipolige Schalter	Für 20000 V und 40000 V separate Phasenschalter, f. 500 V und 2000 V dreipol. Schalter	Für 80000 V separate Phasenschalter. 2 Schalter in Serie, davon einer mit parallel geschalteten Widerständen
584	Schalterbetätigung	Hubmagnet	Hubmagnet	Hubmagnet	Hubmagnet
585	Schalterauslösung	Relais	Relais	Relais	Relais
586	Blitzableiter	Hörnerschutz mit Wasserwiderständen in Serie mit Aluminiumzellen	Hörnerschutz mit Wasserwiderständen in Serie mit Aluminiumzellen	Hörnerschutz mit Wasserwiderständen in Serie mit Aluminiumzellen	Hörnerschutz mit Wasserwiderständen in Serie mit Aluminiumzellen
	Pumpstation				
587	Zweck	—	—	Kühlwasserbeschaffung für Kondensation	—
588	Anzahl der Pumpen	—	—	5	—
589	Fabrikat	—	—	Gebr. Sulzer	—
590	Type	—	—	Vertikale Zentrifugalpumpe	—
591	Leistung	—	—	4000 m³/Std.	—
592	Förderhöhe	—	—	13 m	—
593	Tourenzahl	—	—	ca. 480 p. M.	—
594	Antrieb	—	—	Direkt gekuppelter vertikal. Drehstrommot. 300 PS (S. S.W.)	—
595	Spannung	—	—	2100 V	—
	Hilfspumpen				
596	Zweck	—	—	Zum Anfahren d. Pumpen	—
597	Anzahl	—	—	2	—
598	Type	—	—	Vertikale Naßluftpumpe	—
599	Leistung	—	—	100 m³/Std.	—
600	Antrieb	—	—	5,5 PS SSW. Drehstrommotor mitt. Zahnradüberstzg.	—

Die spezifischen Werte vorstehender Statistik zeigen deutlich die Fortschritte, die bei der zeitlich aufeinander folgenden Ausarbeitung der einzelnen Kraftwerke gemacht wurden. Im einzelnen ergibt sich:

Maschinenhaus. Für 1 KW ist in den älteren Anlagen Brakpan und Simmerpan noch eine Grundfläche von 0,06 qm erforderlich. Infolge Verwendung größerer Aggregate und besserer Ausnutzung der Grundfläche verringert sich dieser Wert in Rosherville und Vereeniging auf 0,039 bezw. 0,027 qm. Auf die Maschinenaggregate selbst entfallen dabei (bezogen auf eine Leistung von 1000 KW) in

Brakpan	Simmerpan	Rosherville	Vereeniging
20,6 qm	20,4 qm	12 qm	11,5 qm,

während die gesamte Grundfläche (pro 1000 KW) beträgt:

60 qm	59 qm	28 qm	26,8 qm,

d. h. die gesamte Grundfläche ist prozentual ausgenutzt mit:

35%	35%	43%	43%.

Die bessere Ausnutzung der Grundfläche in den neueren Werken ist deutlich erkennbar.

Kesselhaus. Die pro KW benötigte Grundfläche beträgt:

Brakpan	Simmerpan	Rosherville	Vereeniging
0,14 qm	0,092 qm	0,0493 qm	0,051 qm.

Infolge besserer Durchbildung der Kesseleinheiten für Rosherville und Vereeniging ist die Flächenbeanspruchung pro 10^6 WE/Std. nur 4,05 qm gegenüber 4,75 qm in Brakpan und Simmerpan. Die Ausnutzung der Grundfläche (ebenso wie für das Maschinenhaus gerechnet) ist 30% in den älteren, 41% in den neueren Anlagen.

Interessant ist auch der Vergleich der Gewichte, der erkennen läßt (Pos. 478), daß für 10^6 WE/Std. in den älteren Anlagen 21,4 t, in den neueren rund 15 t an Kesselgewicht erforderlich waren.

Einen besseren Vergleich für die Kunst des Projektierens erhält man, wenn die Gewichte der Kesselhäuser selbst (die in allen Fällen ganz aus Eisen ausgeführt wurden) mit einbezogen werden. Bei diesen sinkt das Gewicht von 30,7 t pro 10^6 WE/Std. auf 16,3 t pro 10^6 WE/Std., also fast auf die Hälfte. Der höhere Wert für Vereeniging ist auf den Ausbau eines Kohlenbunkers über den Kesseln zurückzuführen, der infolge der örtlichen Verhältnisse aus den angegebenen Gründen erforderlich wurde; immerhin liegt der Wert mit 19,4 t pro 10^6 WE/Std. noch wesentlich niedriger als in den älteren Anlagen.

Schalthäuser. Bei diesen ist ein Vergleich auf ähnlicher Grundlage nicht durchführbar, weil für den Raumbedarf in erster Linie die Höhe der Spannung und die Zahl der Speiseleitungen maßgeblich sind; immerhin ist auch hier aus nachstehenden Zahlen das Bestreben nach besserer Raumausnutzung erkennbar:

Brakpan	Simmerpan	Rosherville	Vereeniging
0,078 qm/KW	0,0516 qm/KW	0,025 qm/KW	0,0387 qm/KW.

Dabei ist zu beachten, daß die Generatorenspannung in Vereeniging auf 80 000 V, in den übrigen Werken auf 40 000 V herauftransformiert wird.

Totale Bebauung. Der Vergleich der Anlagekosten für die gesamten Bauten läßt sich am besten nach der pro KW bebauten Fläche, resp. nach dem pro KW umbauten Raum anstellen:

Brakpan	Simmerpan	Rosherville	Vereeniging
0,278 qm/KW	0,258 qm/KW	0,125 qm/KW	0,127 qm/KW
4,47 cbm/KW	3,22 cbm/KW	1,88 cbm/KW	1,77 cbm/KW.

Auch hier ergibt sich eine bessere Ausnutzung in den neueren Werken. Gerade diese Zahlen dürften für den projektierenden Ingenieur bei Entwurfsarbeiten von Wert sein.

Schlußbemerkung. Vor dem Beginn der Entwurfsarbeit für große Werke müssen die Pos. 1—94 vorstehender Statistik ermittelt werden (soweit sie für die betreffende Anlage in Betracht kommen). Die Werte der übrigen Positionen ergeben sich erst bei der Aufstellung der Pläne; dabei läßt sich das Skelett der Statistik mit Vorteil benutzen, wenngleich natürlich nicht bei jeder Anlage sämtliche Positionen in Frage kommen. Sowohl der projektierende wie der ausführende Ingenieur erhält mit der ausgefüllten Statistik ein einfaches und leicht anwendbares Hilfsmittel, das ihm über die wichtigen Größen schnell und sicher Auskunft gibt.

Auch als Ergänzung der Beschreibungen ausgeführter Anlagen ist die Zusammenstellung der wesentlichsten Werte in einer Statistik ähnlicher Form wertvoll, weil der verbindende Text die rasche Übersicht erschwert. Der Fachmann kann das Charakteristische der Anlage viel leichter aus den absoluten bezw. spezifischen Zahlenwerten entnehmen, er ist danach insbesondere auch imstande, etwaige Fehler der Projekte festzustellen und Schlüsse für deren Beseitigung zu ziehen.

Es sei noch ausdrücklich hervorgehoben, daß die im Verhältnis zu den neueren Anlagen Rosherville und Vereeniging sehr hoch erscheinenden Werte der älteren Anlagen Brakpan und Simmerpan nicht etwa außergewöhnlich ungünstig sind. Der Vergleich mit anderen modernen Anlagen, die in Europa und Amerika kürzlich ausgeführt worden sind, und die Gegenüberstellung der Pläne wird vielmehr zeigen, daß auch diese Zahlen noch günstige Werte darstellen.

II. Verteilung elektrischer Arbeit über große Gebiete.

Einleitung. Rechnungsgrundlagen.

Ein technisches Feld, bei dessen Literaturstudium man unwillkürlich zu der Überzeugung kommen kann, daß die wichtigsten Probleme mathematischer Natur sind, ist der Bau von Leitungsnetzen, der zu einer großen Reihe an sich höchst interessanter mathematischer Arbeiten Anlaß gegeben hat; ihr wissenschaftlicher Reiz wird noch durch die vielfachen Analogien mit der Statik gehoben. Auch an den Hochschulen findet man manchmal besondere Vorlesungen über die Berechnung elektrischer Leitungsnetze. Eine Anzahl sehr sinnreicher und eleganter Methoden sind ausgearbeitet, um die Stromverteilung in gekuppelten Leitungsnetzen zu ermitteln, den Einfluß von Belastungsänderungen zu verfolgen usw.

Sieht man aber näher zu, welche dieser Methoden in der Praxis wirklich Anwendung finden, so zeigt sich das merkwürdige Resultat, daß kaum von dem Elemente der ganzen Theorie, der Schnittpunktmethode, Gebrauch gemacht wird. Der Grund hierfür ist einleuchtend: Die Rechnungsunterlagen sind fast in allen Fällen mit so großer Unsicherheit behaftet, daß genaue Durchrechnung keinen Zweck hat; und selbst wenn der für bestimmte Annahmen gefundene Querschnitt beispielsweise mit 18,273 qmm auf das genaueste ermittelt ist, so sieht sich der Ingenieur doch nachher vor die Notwendigkeit gesetzt, statt des errechneten Querschnitts entweder 16 oder 25 zu wählen, weil Zwischenstufen nicht bestehen.

Für die Praxis genügt es in der Regel, die neutralen Punkte zwischen den Speisepunkten nach Schätzung zu bestimmen, an ihnen die Netze aufzuschneiden und so das Netz auf unvermaschte Strecken zurückzuführen. Etwaige Fehler bei der Schätzung der neutralen Punkte zeigen sich durch größere Querschnittsunterschiede zu beiden Seiten. Wichtig ist dann noch, namentlich für den weniger Geübten, die Nachprüfung der richtigen Wahl der Speisepunkte durch Veränderung ihrer Lage und ihrer Anzahl.

Für die Speiseleitungen, zu denen auch die Hauptleitungen großer Drehstromübertragungen zu rechnen sind, ist neben der Berechnung auf Spannungsabfall und gelegentlich auf Erwärmung die Bestimmung des wirtschaftlichen Querschnitts häufig anzustellen, sie ist aber nur dann zuverlässig möglich, wenn Belastung und Benutzungsdauer einigermaßen bekannt sind.

Bei Freileitungen darf der induktive Spannungsabfall nicht vernachlässigt werden. Für den Leistungsfaktor 1 von geringer Bedeutung, steigt sein Einfluß bei abnehmendem Leistungsfaktor rasch beträchtlich an, derart, daß eine Querschnittserhöhung den Spannungsabfall nur unwesentlich verringert. Einfache rechnerische (Pender) und graphische (Herdt, Forssblad) Methoden zur Bestimmung des Spannungsabfalls in Wechsel- und Drehstromfernleitungen sind in den letzten

Jahren mehrfach veröffentlicht worden. Auch der Einfluß der Kapazität muß bei Kabeln und bei längeren Freileitungen berücksichtigt werden. Bis zu ca. 300 km für Freileitungen, 100 km für Kabel kann die Kapazität bei 50 Perioden in der Mitte der Leitungen konzentriert angenommen werden. Rechnungsmethoden für die Berücksichtigung verteilter Kapazität für noch größere Entfernungen haben außer Roeßler die Amerikaner Thomas und Kennelly entwickelt.

Die Bestimmung des wirtschaftlichen Querschnitts und der wirtschaftlichen Spannung erfolgt am schnellsten durch Probieren, indem man die direkten und indirekten Betriebskosten für einige Querschnitte und einige Spannungen ermittelt. Unter den indirekten Betriebskosten darf die durch die Übertragungsverluste bedingte Erhöhung der Zentralenleistung nicht vergessen werden. Von den Übertragungsverlusten können bei Freileitungen die Ausstrahlung, bei Kabeln die elektrischen Verluste eine Rolle spielen.

Die Querschnittsbestimmung nach wirtschaftlichen Grundsätzen wird übrigens selbst bei ungenauen Voraussetzungen wesentlich dadurch erleichtert, daß die Kurve der Fortleitungskosten in der Nähe des wirtschaftlichen Optimums ziemlich flach verläuft; Abweichungen von dem errechneten Wert sind daher in der Regel nur von mäßigem Einfluß auf das wirtschaftliche Ergebnis. Deshalb ist die sprunghafte Abstufung der sogenannten Normalquerschnitte auch vom wirtschaftlichen Standpunkte aus berechtigt. Man wird sich lediglich zu überlegen haben, ob die Abweichung vom Optimum in der Richtung der Verkleinerung oder Vergrößerung des Querschnitts erfolgen soll, und hierfür wiederum sind die Aussichten auf spätere Leistungserhöhung entscheidend. Aus der Praxis des Verfassers sind nur zwei Fälle bekannt, in denen es sich lohnte, im Interesse der Verbesserung der wirtschaftlichen Resultate von normalen Querschnitten abzuweichen und besondere Querschnitte herzustellen (Übertragung einer festliegenden Leistung, Wasserkraft, auf große Entfernungen).

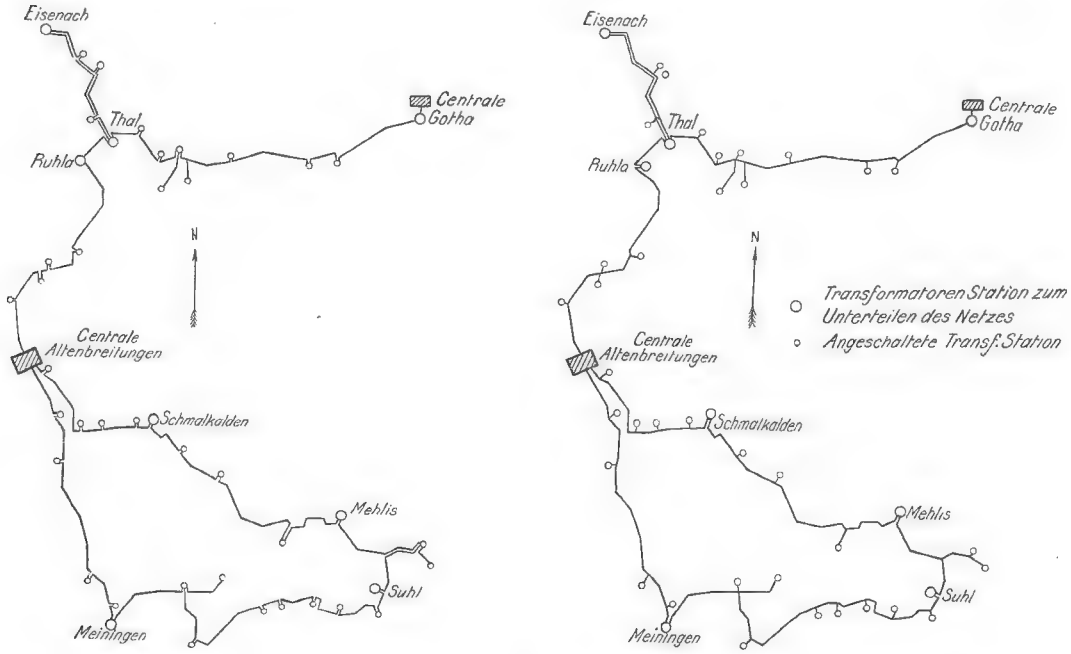


Abb. 1 und 2. Hochspannungsnetz der Thüringer Elektricitäts-Lieferungsgesellschaft. 1. Netz mit vielen Trennstellen. 2. Durchlaufende Hochspannungsleitung, kleinere Transformatorenstation unmittelbar abgezweigt, Trennstellen nur in den Hauptabnahmepunkten.

1. Konfiguration der Leitungsnetze.

Hinsichtlich der Konfiguration der Leitungsnetze lassen sich nur einzelne Grundsätze aufstellen. Im allgemeinen wird gefordert werden müssen, daß der Strom zu wichtigen Abnahmestellen auf mindestens zwei Wegen gebracht werden

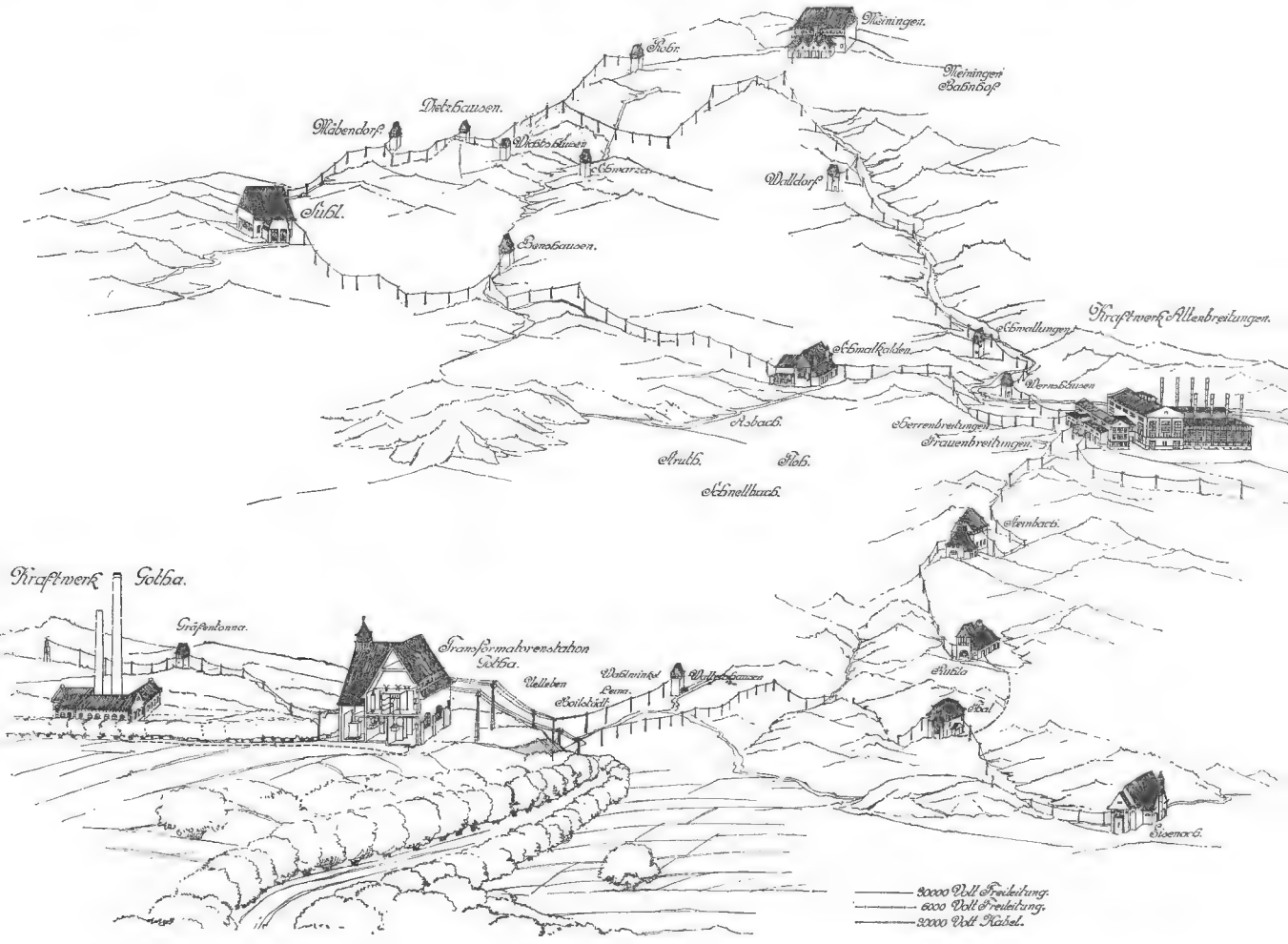


Abb. 3. Haupttransformatoren- und Netztransformatorenstationen im Hochspannungsnetze der Thüringer Elektricitäts-Lieferungsgesellschaft, Kraftwerke in Gotha und Altenbreitungen. Verbindung des Kraftwerkes Gotha mit der Haupttransformatorenstation Gotha durch 3000 V-Kabel. Transformierung auf 30000 V für das Hochspannungs-Verteilungsnetz und auf 6000 V für eine Stichleitung nach dem Norden; ebenso Transformierung im Kraftwerke Altenbreitungen auf 30000 V. Haupttransformatorenstationen mit Trennstellen in Meiningen, Suhl, Schmalkalden, Steinbach, Ruhla, Thal und Eisenach; Ruhla und Thal sind wegen Geländeschwierigkeiten durch ein 30000 V-Kabel verbunden. Von Thal führt eine Doppelleitung nach Eisenach (dargestellt ist nur eine einfache Leitung). Die Netztransformatorenstationen in den kleineren Orten sind mit Stichleitungen unmittelbar an die Hauptleitungen angeschlossen.

kann; es müssen demgemäß Doppelleitungen oder Ringe verlegt werden. In Anlagen, für die spätere Gebietsausdehnung anzunehmen ist, verdienen letztere den Vorzug, weil sie ohne wesentliche Mehrkosten von vornherein ein größeres Gebiet bestreichen. Um auftretende Fehler lokalisieren zu können, ist dann Unterteilung des Ringes in einzelne Abschnitte nötig. An sich wird nun der Einfluß-

bereich einer Störung desto geringer, je kleiner solche Abschnitte sind, d. h. je mehr Trennstellen eingerichtet werden. Dabei ist aber zu beachten, daß der Einbau jeder Trennstelle wieder eine Komplikation bedeutet, die eine Verminderung der Betriebssicherheit zur Folge hat; man sollte deshalb die Trennstellen auf verhältnismäßig wenige beschränken. Das früher beliebte Verfahren, jedes Transformatorenhaus gleichzeitig zu einer Trennstelle mit Schutzeinrichtungen usw. auszubilden, ist verfehlt; es zwingt dazu, die Hauptleitungen in jede Transformatorenstation einzuführen und ergibt eine Diskontinuität im Leitungsnetze, die im Interesse des selbsttätigen Abklingens von Überspannungswellen nicht wünschenswert ist. Auch der Einbau zu vieler Schutzapparate in Freileitungsnetze hat sich als Vorteil nicht erwiesen, man tut besser daran, wie früher schon hervorgehoben wurde, die ersparten Kapitalien zur Verstärkung der Isolation und

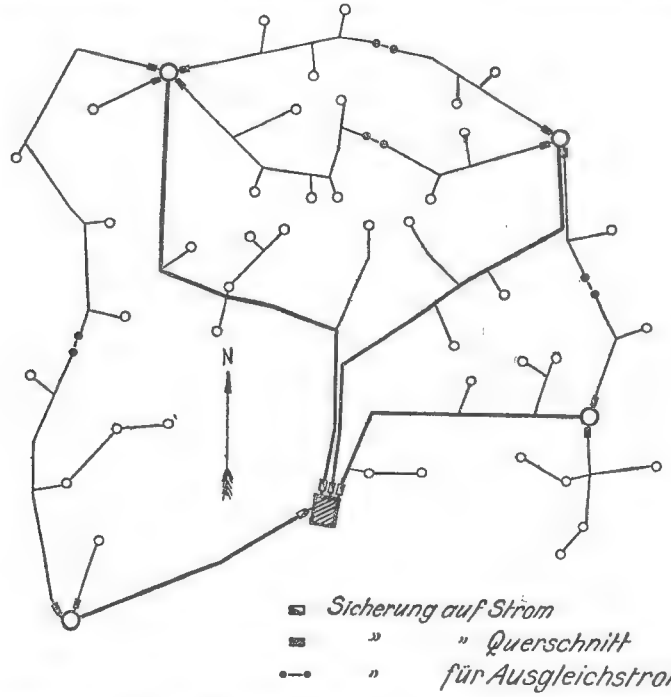


Abb. 4. Sicherungsschema für geschlossene Netze. Die von der Zentrale ausgehenden (stark gezeichneten) Speiseleitungen sind durch wenige (dünn gezeichnete) Verteilungsleitungen verbunden; in den Schnittpunkten dieser liegen die schwach gesicherten Trennstellen.

der Vergrößerung der Abstände zu verwenden, da die Betriebssicherheit der Netze durch diese Maßnahmen wesentlicher gesteigert wird als durch Einbau vieler Schutzapparate. Die Leitungsschemata (Abb. 1 u. 2) zeigen den Unterschied der früheren und der jetzigen Anordnung.

Große Überlegung erfordert die Wahl der anzuwendenden Mittelspannung in solchen Fällen, in denen der Vorteil höherer Spannung für die Hauptleitungen nicht zweifelsfrei feststeht, d. h. also insbesondere bei Überlandzentralen, die ganz oder zum Teil landwirtschaftlichen Charakters sind, mit mäßig ausgedehntem Versorgungsgebiet. Für diese hat sich als vorteilhafteste Mittelspannung 15000 V durch die Praxis ergeben, weil das Verhältnis der Anlagekosten der Leitungsnetze und Transformatorenstationen zur übertragenen Leistung günstig wird. Vergrößert sich das Versorgungsgebiet jedoch bis zu solcher Grenze, daß mit 15000 V Verteilungsleitungen allein nicht mehr durchzukommen ist, so wird der Einbau von Speiseleitungen erforderlich, für die etwa eine Spannung von 30000 V ausreichen würde. Man erhält

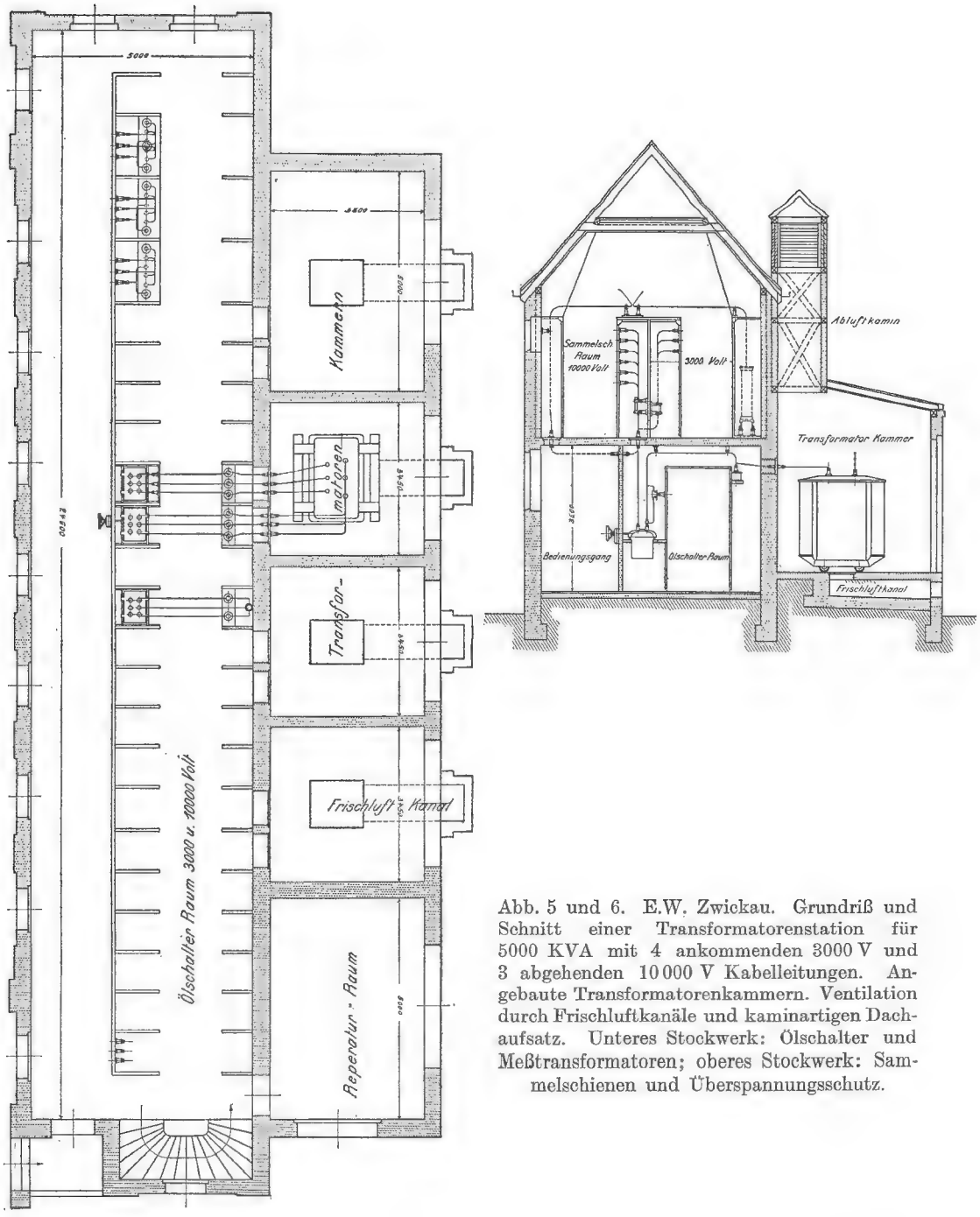


Abb. 5 und 6. E.W. Zwickau. Grundriß und Schnitt einer Transformatorenstation für 5000 KVA mit 4 ankommenden 3000 V und 3 abgehenden 10000 V Kabelleitungen. Angebaute Transformatorenkammern. Ventilation durch Frischluftkanäle und kaminartigen Dachaufsatz. Unteres Stockwerk: Ölschalter und Meßtransformatoren; oberes Stockwerk: Sammelschienen und Überspannungsschutz.

dann aber ein ungünstiges Verhältnis der Hochspannung zur Mittelspannung und somit hohe Anlagekosten. Es ist zu prüfen, ob sich nicht statt dessen eine Erhöhung der Mittelspannung bis zu solcher Grenze empfiehlt, daß besondere Hochspannungsleitungen fortfallen können; in manchen Fällen läßt sich die Überlegenheit dieses Systems feststellen. Ein Beispiel hierfür ist die Überlandzentrale der Thüringer Elektricitäts-Lieferungsgesellschaft mit den Elektrizitätswerken Gotha und Breitungen; den einzelnen Ortschaften wird direkt eine Spannung von 30000 V zugeführt und auf 380 V herabtransformiert (vgl. Abb. 3).

Handelt es sich um die Disposition von Verteilungsnetzen mit vielen Abnahmestellen in größeren Gebieten, so stehen die Rücksichten auf Ausgleich und auf Betriebssicherheit in gegenseitigem Widerspruch. Ersterer erfordert ein eng ver-

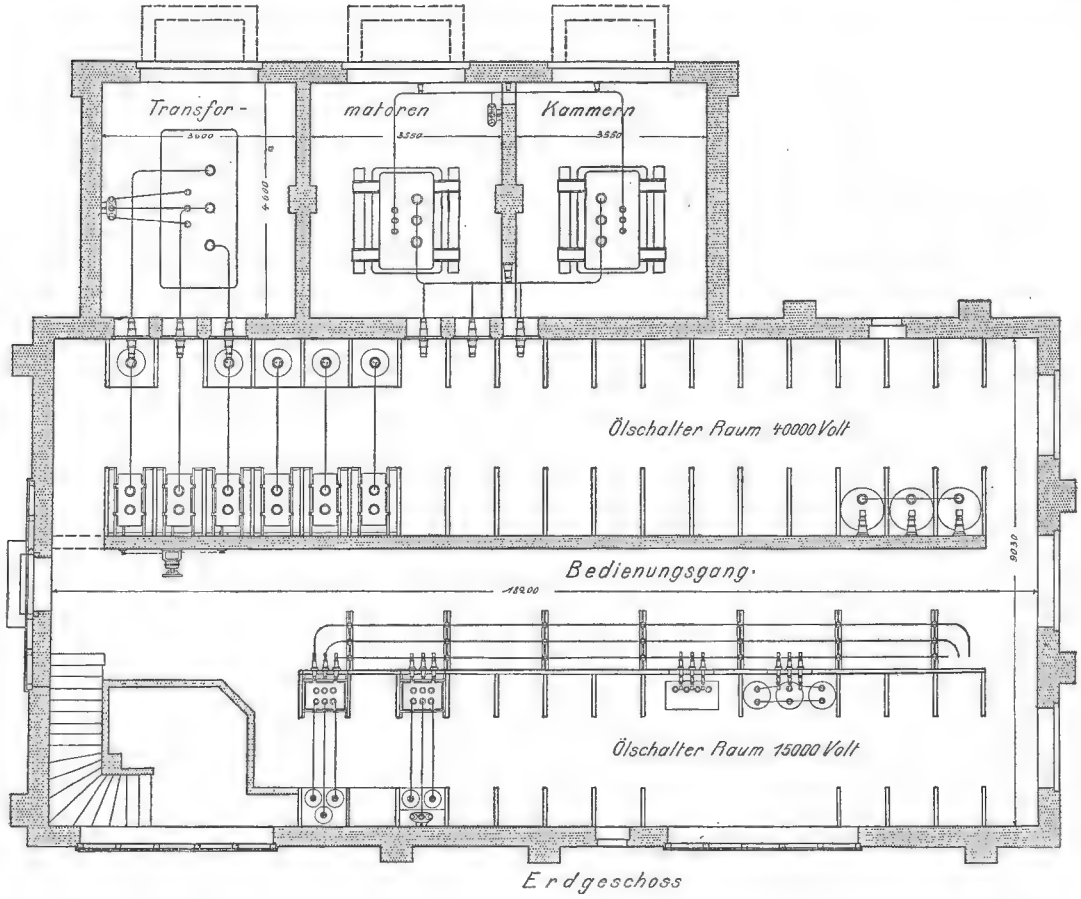


Abb. 7 u. 8. U.C. Neumark. Grundriß und Schnitt der Transformatorenstation Leissow für 4000 KVA oberes Stockwerk: Sammel-

maschtes Netz, ein solches erschwert aber die Lokalisierung und Auffindung von Fehlern; jeder Fehler kann einen großen Teil des Netzes in Mitleidenschaft ziehen. Kann dieser Nachteil nicht durch Anwendung automatischer Schutzsysteme (Differentialschutz) beseitigt werden, so sollte man die Speisepunkte durch kräftige, dem Ausgleich dienende Leitungen verbinden, zwischen letzteren aber möglichst keine Querverbindungen herstellen. Eine nur einseitige Speisung kleinerer Bezirke ist unbedenklich. Um im Falle eines Fehlers den betreffenden Speisepunktbezirk von den anderen selbsttätig zu trennen, baut man in die Schnittpunkte der

dann aber ein ungünstiges Verhältnis der Hochspannung zur Mittelspannung und somit hohe Anlagekosten. Es ist zu prüfen, ob sich nicht statt dessen eine Erhöhung der Mittelspannung bis zu solcher Grenze empfiehlt, daß besondere Hochspannungsleitungen fortfallen können; in manchen Fällen läßt sich die Überlegenheit dieses Systems feststellen. Ein Beispiel hierfür ist die Überlandzentrale der Thüringer Elektricitäts-Lieferungsgesellschaft mit den Elektrizitätswerken Gotha und Breitungen; den einzelnen Ortschaften wird direkt eine Spannung von 30000 V zugeführt und auf 380 V herabtransformiert (vgl. Abb. 3).

Handelt es sich um die Disposition von Verteilungsnetzen mit vielen Abnahmestellen in größeren Gebieten, so stehen die Rücksichten auf Ausgleich und auf Betriebssicherheit in gegenseitigem Widerspruch. Ersterer erfordert ein eng ver-

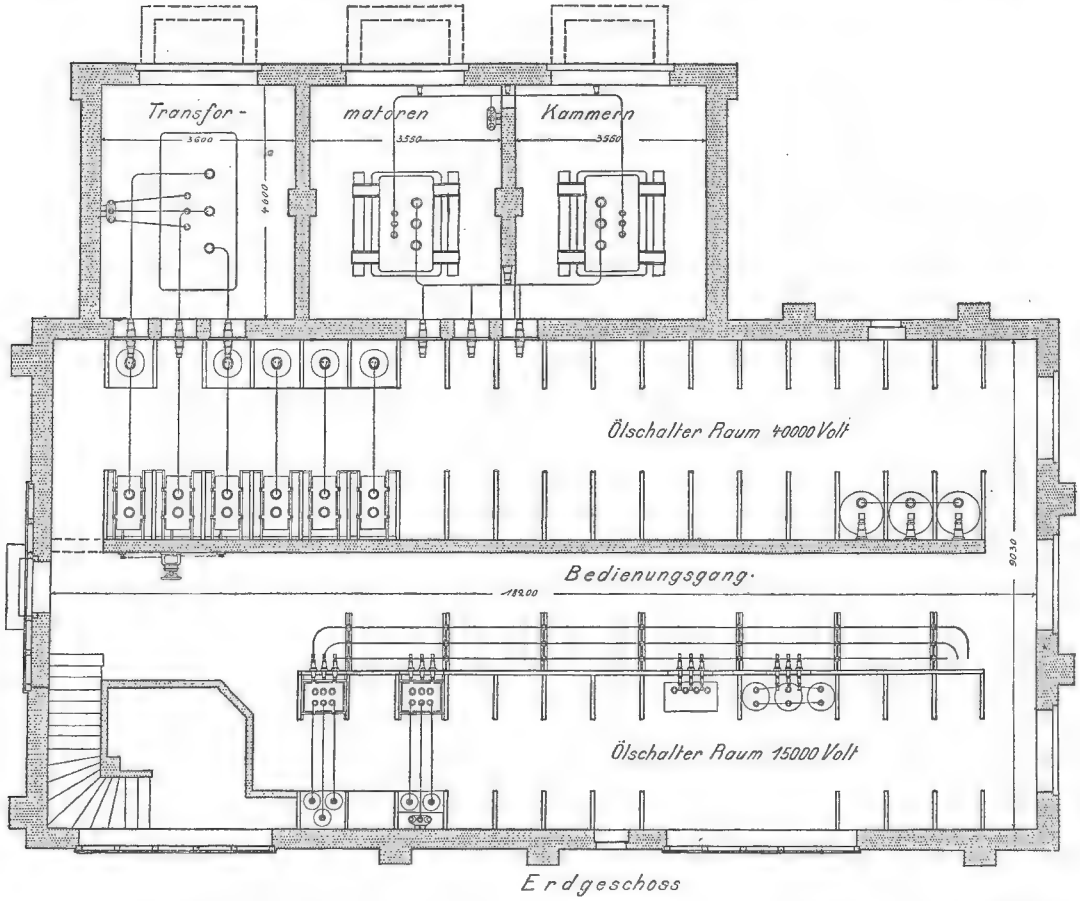


Abb. 7 u. 8. U.C. Neumark. Grundriß und Schnitt der Transformatorenstation Leissow für 4000 KVA oberes Stockwerk: Sammel-

maschtes Netz, ein solches erschwert aber die Lokalisierung und Auffindung von Fehlern; jeder Fehler kann einen großen Teil des Netzes in Mitleidenschaft ziehen. Kann dieser Nachteil nicht durch Anwendung automatischer Schutzsysteme (Differentialschutz) beseitigt werden, so sollte man die Speisepunkte durch kräftige, dem Ausgleich dienende Leitungen verbinden, zwischen letzteren aber möglichst keine Querverbindungen herstellen. Eine nur einseitige Speisung kleinerer Bezirke ist unbedenklich. Um im Falle eines Fehlers den betreffenden Speisepunktbezirk von den anderen selbsttätig zu trennen, baut man in die Schnittpunkte der

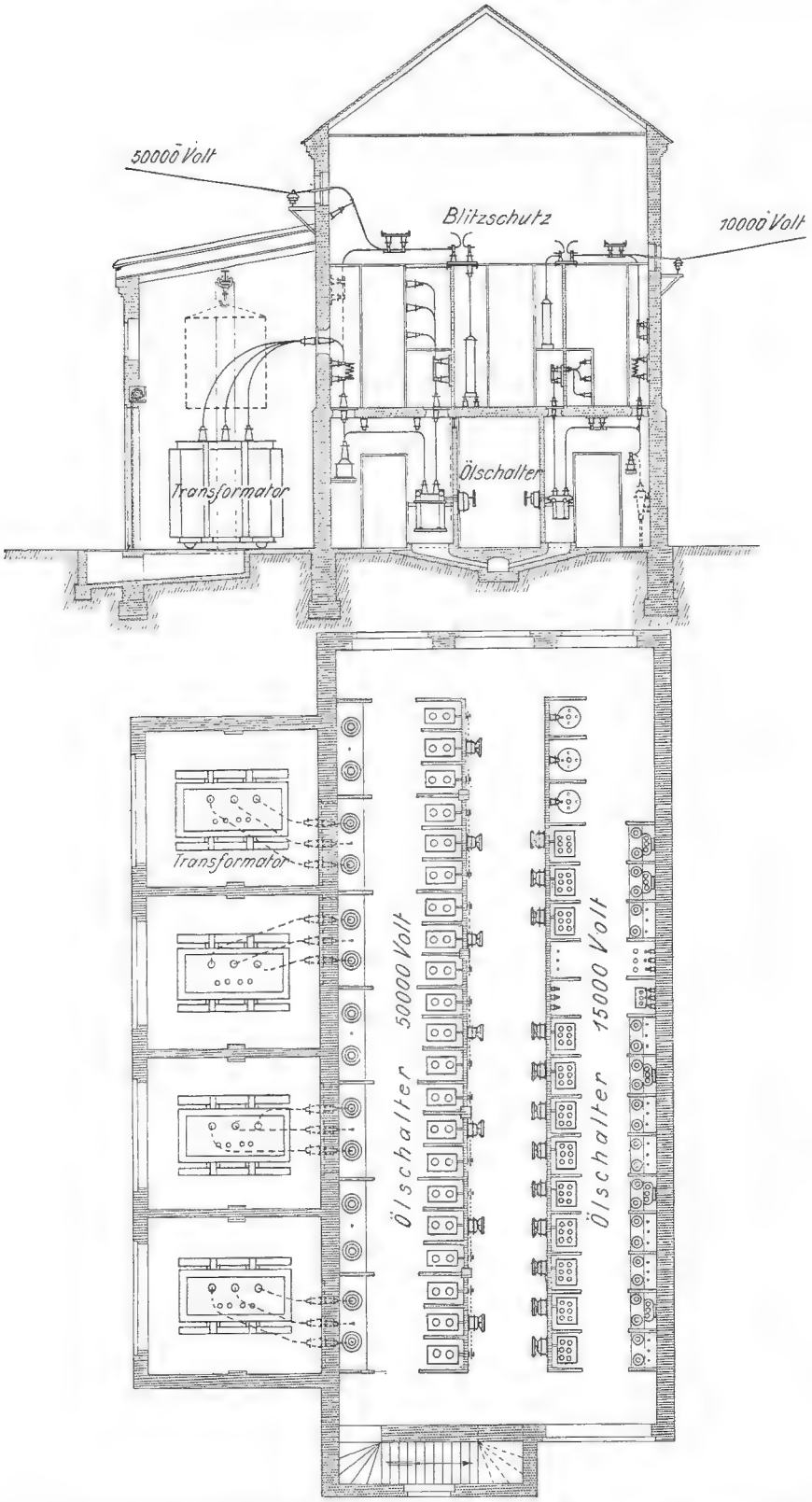


Abb. 9. U.C. Unterelbe. Grundriß und Schnitt der Transformatorenstation Elmshorn. 4 Transformatoren von je 500 KW, 50 000/10 000 V, 3 Leitungen 50 000 V, 3 Leitungen 10 000 V, 5 Kabel 10 000 V. Angebaute Transformatorenkammern so hoch, daß der Kern in der Kammer aus dem Kasten gehoben werden kann; keine besondere Reparaturwerkstatt.

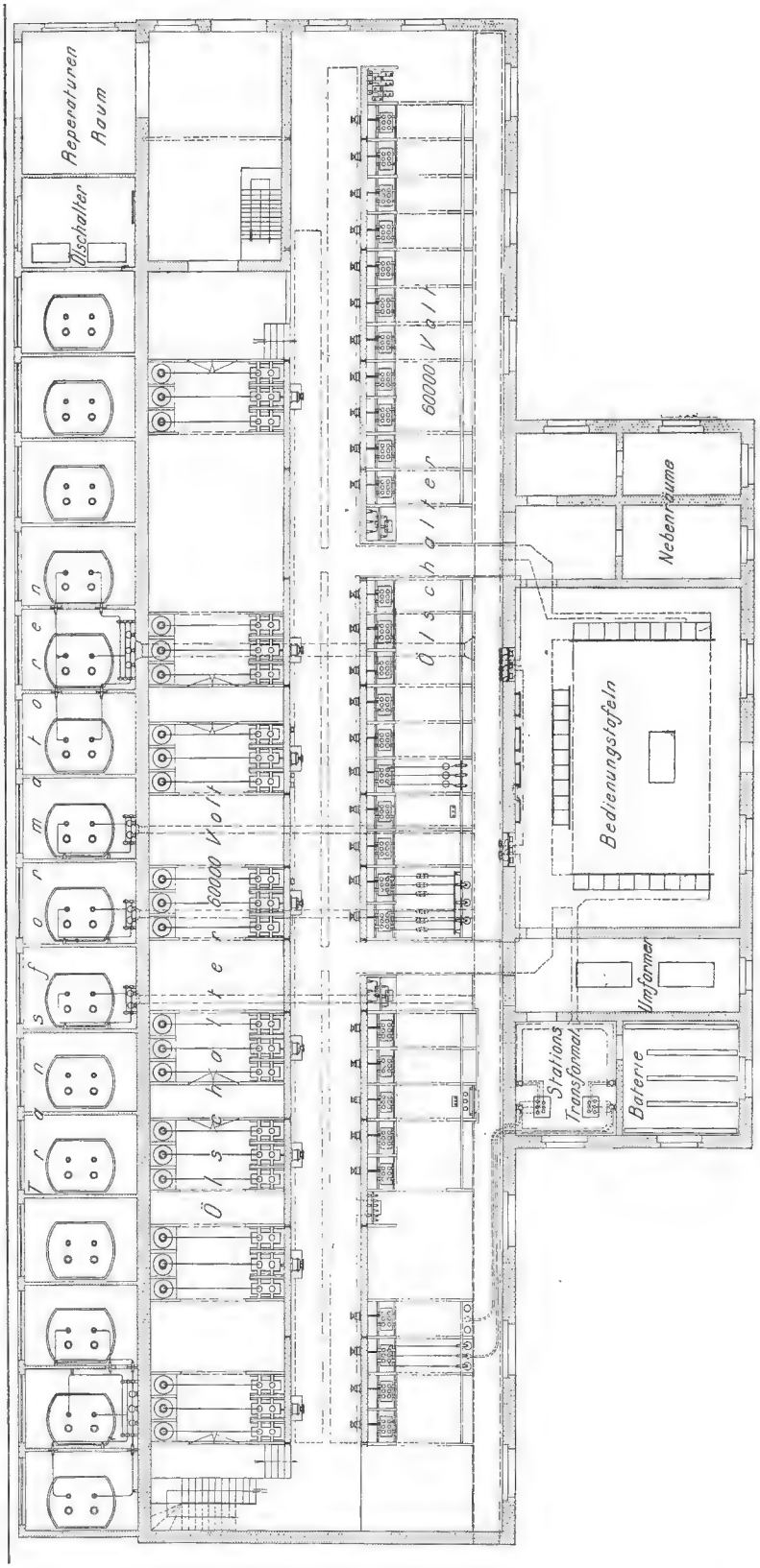


Abb. 10. Transformatorenstation Kinugawa (Japan).

2. Große Transformatorenstationen.

Die Haupttransformatorenwerke, in welchen der von der Zentrale gelieferte Strom auf eine Mittelspannung herabgesetzt wird, unterscheiden sich in ihrer Einrichtung von den Schalt- und Transformatorenanlagen der Zentrale häufig nur

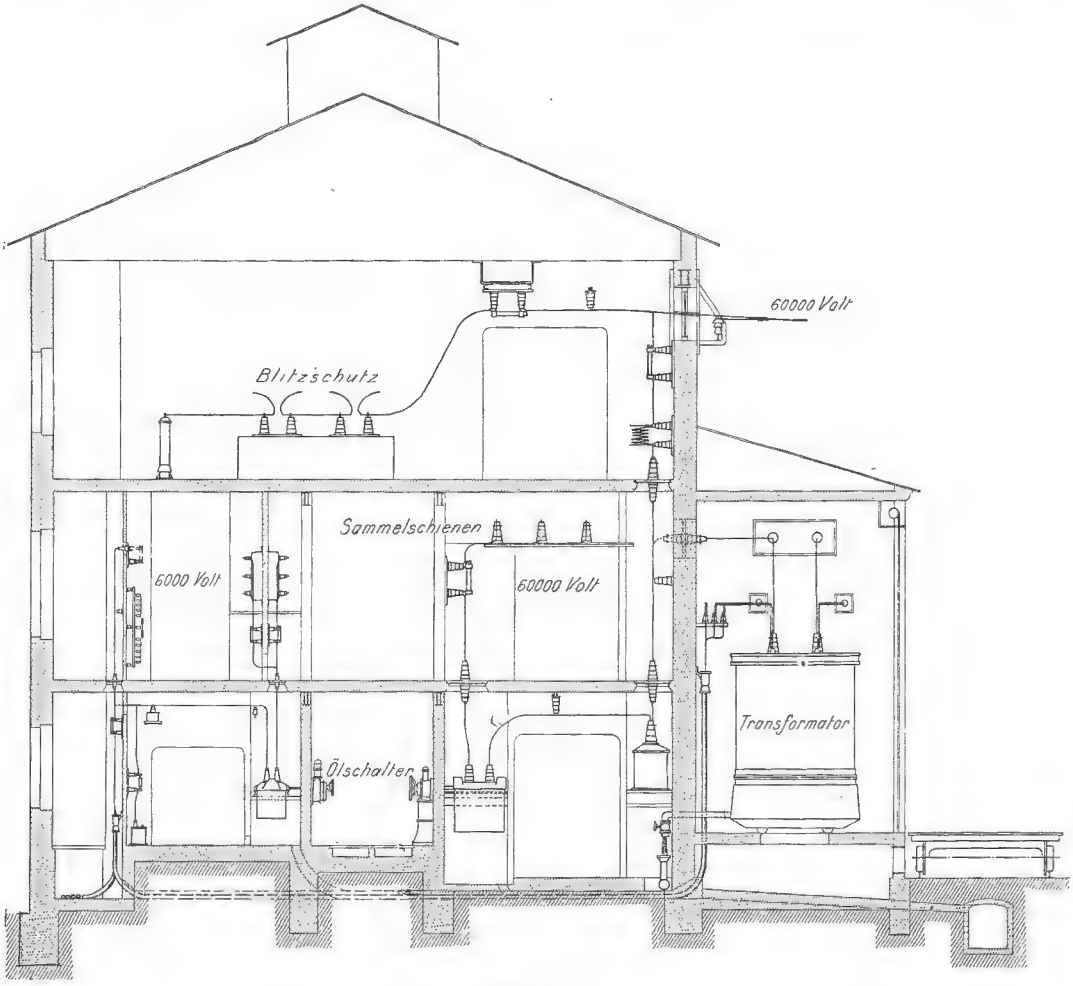


Abb. 11.

Abb. 10 u. 11. Grundriß und Schnitt der Transformatorenstation Kinugawa (Japan). Eingerichtet für 15 Einphasen-Transformatoren von je 3500 KVA, 60 000/6000 V. 2 ankommende Freileitungen 60 000 V, 2 abgehende Kabel 6000 V. 3 Stockwerke: Unteres Stockwerk Ölschalter und Meßtransformatoren; oberes Stockwerk Doppelsammelschienen 6000 V, Einfachsammelschienen 60 000 V, Überspannungsschutz für Kabel, Blitzschutz und Drosselspulen für 60 000 V. Besonderer Reparaturraum für die Transformatoren; feste Einrichtung für Ölreinigung. Stationstransformator für Beleuchtung und Umformer. Batterie und Umformer für Notbeleuchtung und Betätigungsstromkreis. Besonderer Raum für Bedienungsschalttafel.

durch den Fortfall der Operationstafeln; sie sind deshalb nach denselben Grundsätzen wie diese zu errichten, und es kann auf das bezügl. der Schaltanlagen (Bau großer Elektrizitätswerke Bd. I, S. 35—48) Gesagte verwiesen werden. Es bedarf lediglich einer gewissen Überlegung, ob man solche Haupttransformatorenstationen im Interesse besserer Reserve mit Doppelsammelschienen ausrüsten will oder nicht; man wird sich dabei nach der Bedeutung und der Größe des betreffenden Unterwerkes zu richten haben

(Abb. 5—13). Genügt ein einfaches Sammelschienensystem, so kommt man mit zwei Stockwerken meistens aus; werden jedoch Doppelsammelschienen erforderlich, so wird man oft zu drei Stockwerken übergehen müssen (Abb. 10, 11). Die zweckmäßigste Anordnung erhält man, wenn die schwereren und häufiger zu bedienenden Apparate, wie Ölschalter usw., im Erdgeschoß untergebracht werden; die leichteren Einrich-

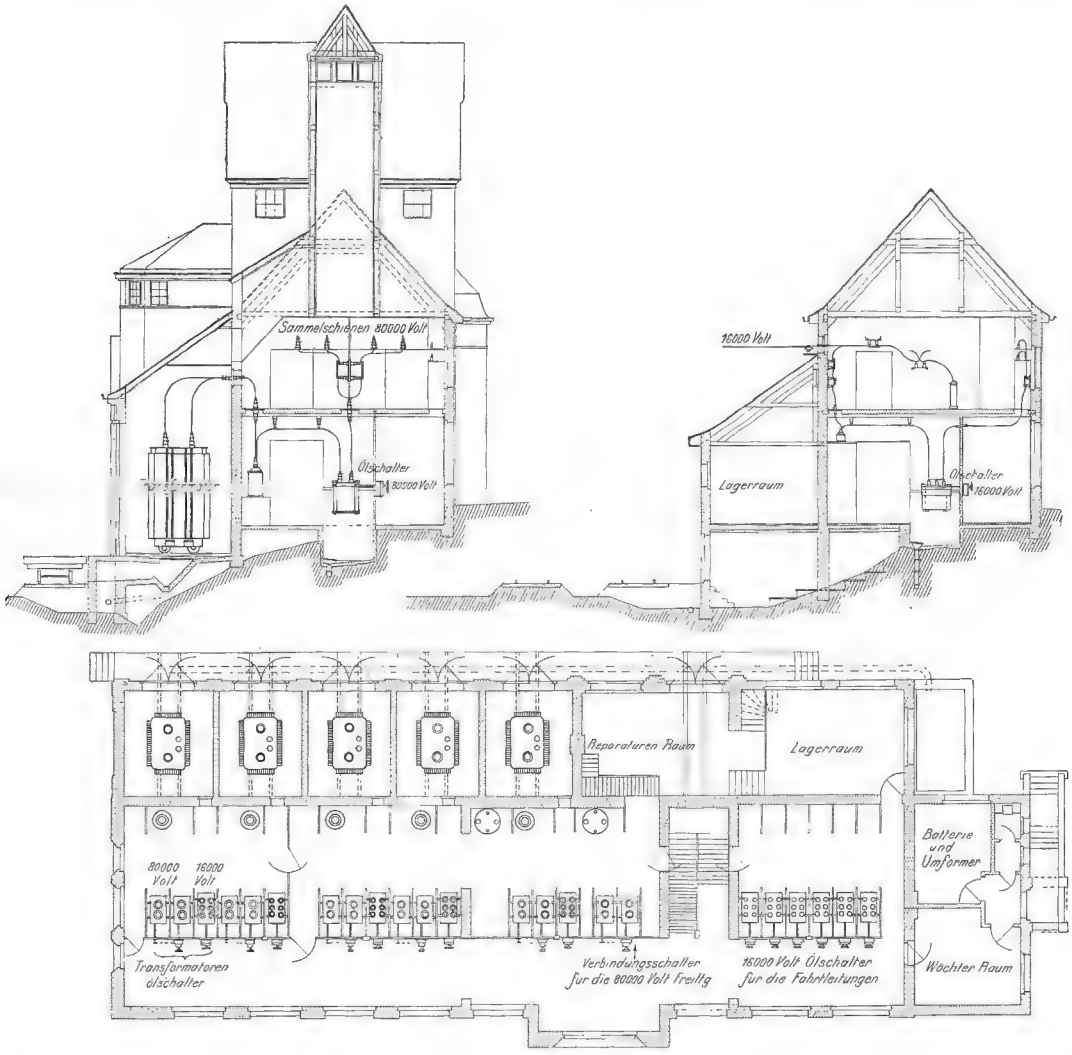


Abb. 12. Transformatorenstation Niedersalzbrunn für Bahnbetrieb. 5 Einphasentransformatoren von je 1600 KVA, 80 000/16 000 V, 2 Freileitungen 80 000 V, 6 Fahrleitungen 16 000 V. Besonderer Raum für Reparaturen. Ventilation durch kaminartigen Dachaufsatz. Doppelsammelschienen für Hoch- und Niederspannung.

tungen, wie Sammelschienen (Abb. 14), Blitzschutzvorrichtungen (Abb. 16) usw., werden dann in darüberliegenden Räumen aufgestellt, so daß sich leichte Deckenkonstruktionen ergeben. Bei einreihiger Anordnung der Hochspannungszellen werden Transformatoren-Ölschalter und Trennschalter usw. (Abb. 15) der Primär- und Sekundärseite im Interesse leichterer Bedienung am besten nebeneinander aufgestellt (Abb. 5 u. 6); bei zweireihiger Anordnung stehen sie einander gegenüber (Abb. 7, 8, 9, 10, 11). Handelt es sich um große Leistungen, so treffen aber

auch diejenigen Bedenken zu, die bezüglich des Einbaues der Ölschalter für die Schaltanlagen (siehe diese) geltend gemacht wurden. Tatsächlich stellen große Schaltanlagen und Unterwerke mit beträchtlicher Leistung und dementsprechend großer Zahl von Ölschaltern und Transformatoren gewissermaßen ein Öllager dar, das aber z. Zt. wenigstens auf absolute Feuersicherheit keinen Anspruch machen kann. Zwar

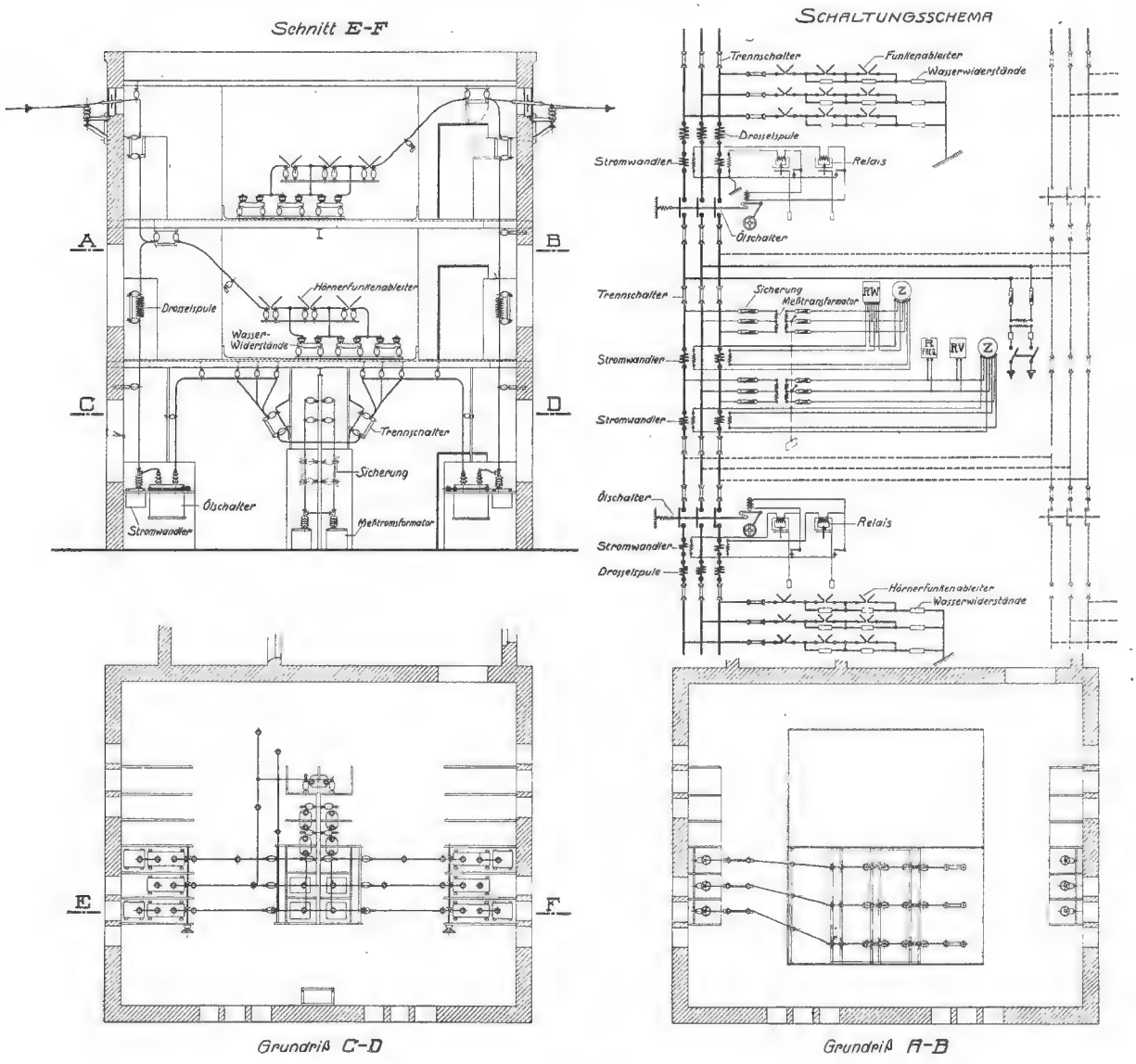


Abb. 13. Maßstab 1 : 50. Schaltungsschema, Grundriß und Querschnittsbilder der Meß- und Verbindungsstation Réchésy der Anlage Ronchamp zur Verbindung zwischen den Kraftwerken Betznau-Löntsch bzw. Olten-Gösgen und der Anlage Houillères de Ronchamp, die vorläufig mit ca. 45 000 V, später mit ca. 58 000 V gespeist wird. B.B.C.

ist es leicht möglich, wie die Ausführungsbeispiele zeigen, die Transformatoren in besonderen Kammern unterzubringen, die mit dem eigentlichen Schaltgebäude in keiner Verbindung stehen. Für die Ölschalter selbst läßt sich aber eine derartige Absperrung nur schwer durchführen, und die jetzt zum Schutze gegen Ölbrände

Abb. 14. Anordnung von Hochspannungssammelschienen.

Abb. 15. Anordnung von Hochspannungs- und Mittelspannungstrennschalter nebeneinander; darüber Mittelspannungssammelschienen.

ausgeführten Trennwände bieten nur unvollkommenen Ersatz. Schon die Tatsache, daß es überhaupt erforderlich ist, massive Trennwände in solchen Anlagen einzubauen, bedeutet eine unbequeme Komplikation. Wenn man auch heute die Gefahr von Bränden durch fest verlegte Rohrleitungen, Rauchzüge, Unterbringung einzelner Ölschaltergruppen in getrennten Räumen usw., möglichst zu verringern sucht, so muß doch wiederholt werden, daß der Ölschalter an sich nur eine unvoll-

Abb. 16. Freileitungsausführung in einer Transformatorenstation der U.C. Gotha.

kommene und im Verhältnis zum Zweck sehr teure Einrichtung ist. Die Verbesserung der Schalteinrichtungen fällt demgemäß mit dem Bestreben zusammen, die Ölschalter möglichst zu beseitigen.

Tröger machte nun aus diesem Anlaß den Vorschlag, die Zu- und Abschaltung der Leitungen und Maschinen unter Einschaltung einer Hilfssammelschiene durch automatisch betätigte Luftschalter zu bewirken, den eigentlichen Schaltvorgang, d. h. die Auftrennung und das Schließen des Stromkreises unter Last, jedoch durch einen Hauptölschalter ausführen zu lassen. Dieser kann dann in einer besonderen Kammer untergebracht werden und, da er nur einmal vorhanden ist, vollständige Reserve erhalten. Die einzelnen Schaltvorgänge müssen durch Hilfskontakte an den Schaltern in richtige zeitliche Abhängigkeit voneinander gebracht werden. Man

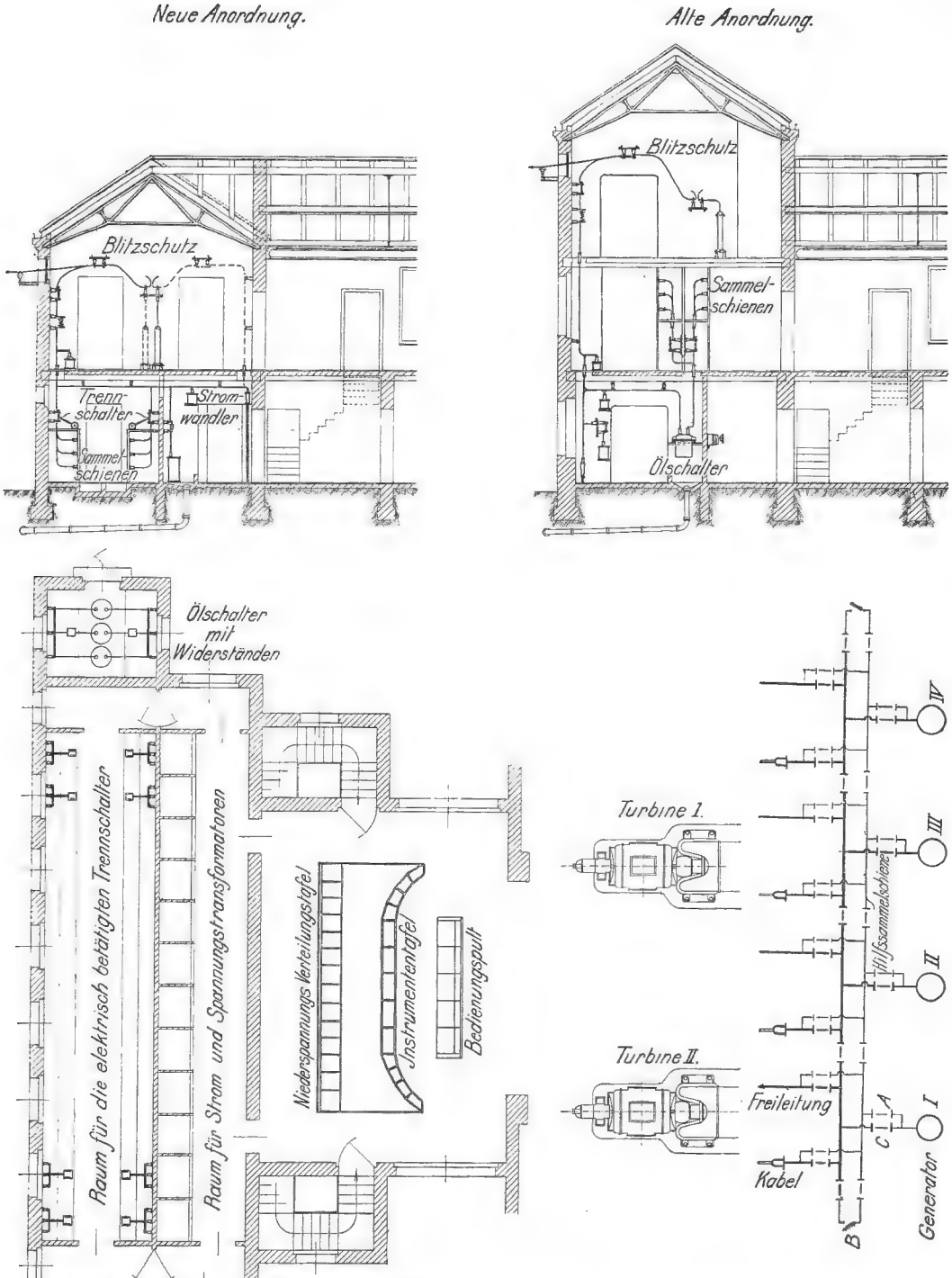


Abb. 17. Vorschlag zur Beseitigung der Ölschaltergefahren. Ersatz der jetzigen Ölschalter durch magnetisch betätigte Trennschalter unter Anordnung einer Hilfssammelschiene, die mit der Hauptsammelschiene durch einen in einem feuersicheren Raume untergebrachten Ölschalter verbunden ist. Soll beispielsweise Generator *I* zugeschaltet werden, so wird er zunächst durch Schließen des Trennschalters *A* auf die Hilfssammelschiene geschaltet, darauf wird der Ölschalter *B* geschlossen, darauf der Trennschalter *C* geschlossen und *A* wieder geöffnet, darauf *B* geöffnet. Vorteile: Fortfall der Trennwände, die lediglich für Stromwandler und Spannungstransformatoren verbleiben. Bei diesen handelt es sich jedoch um wesentlich kleinere Ölmengen; außerdem sind sie der Gefahr eines Ölbrandes weniger ausgesetzt. Erheblich kleinerer Raumbedarf, wie aus dem Vergleich der Schnitte hervorgeht. Auch die Gebäudelänge wird bei der neuen Anordnung kleiner.

Abb. 18. Größere Station für 3 Transformatoren und Hochspannungs-Zu- und -Abgang nach 2 Seiten. Ausführung für Süddeutschland in ortsüblicher Bauart. Architekt: W. Issel, A.E.G., Berlin.

Abb. 19. Große Station für 3 Transformatoren und beiderseitigen Hochspannungs-Zu- und -Abgang. Ausführung in Bruchstein und Putz für Schlesien. Architekt: W. Issel, A.E.G., Berlin.

Architekturbeispiele für große Transformatorenstationen. Abb. 18 bis 27.

Abb. 20. C.V. Gröba. Große Transformatorenstation für 60 000 V. Bergmann-Elektrizitäts-Werke.

Abb. 21. U.C. Gotha. Unterstation Eisenach für 2 Transformatoren. Station ist in einer Vorstadt errichtet und deren Villencharakter angepaßt. Architekt: W. Issel, A.E.G., Berlin.

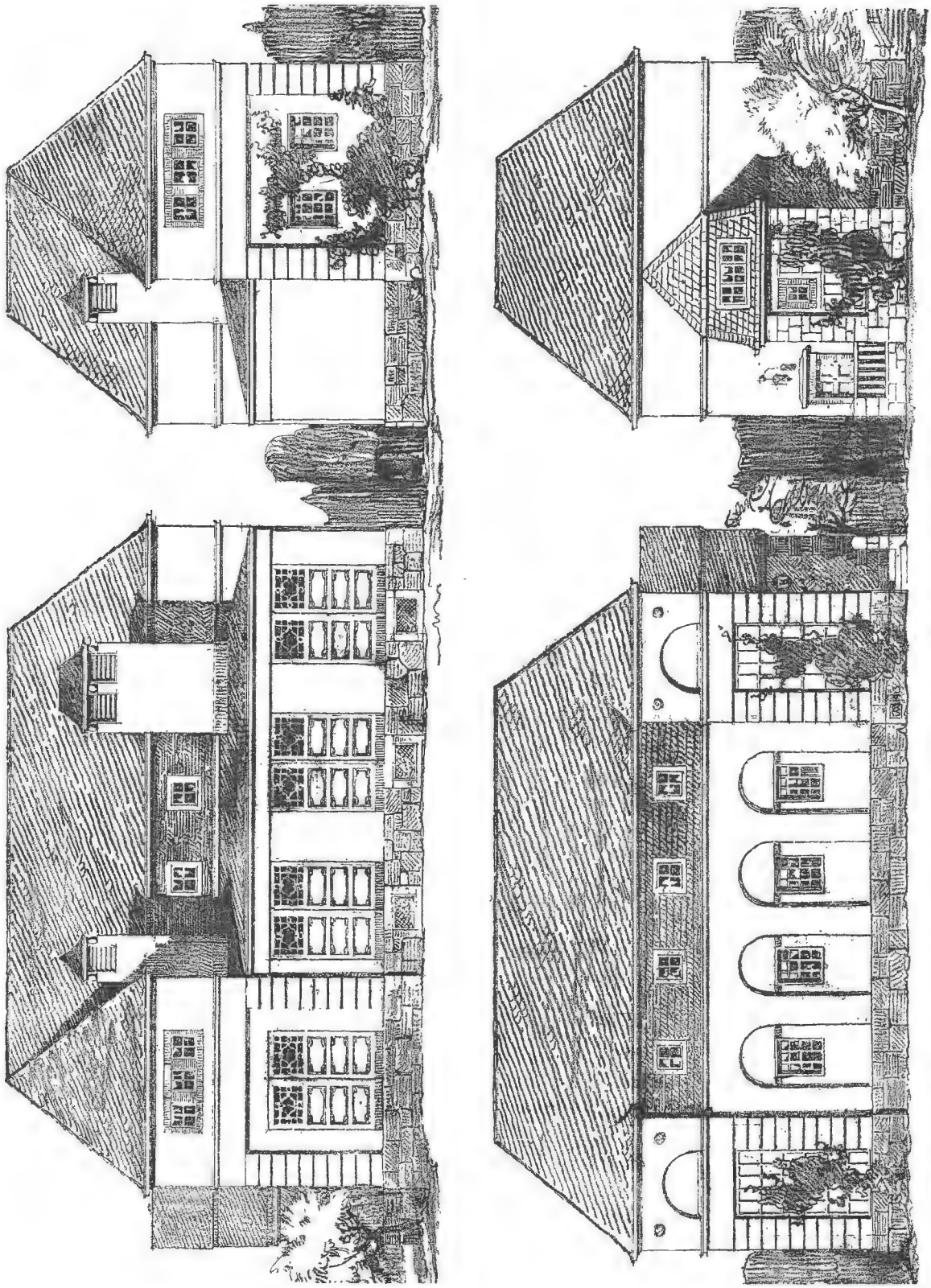


Abb. 22. E.W. Zwickau. Große Transformatorenstation mit Hoch- und Niederspannungseinführungen durch Kabel. Pfeiler aus Bruchsteinen. Architekt.: Dr. Walter Klingenberg, Berlin.

Abb. 23. Kraftwerk Laufenburg. Transformatorenstation Villingen für 4 Freileitungen von 50000 V und 8 Freileitungen 15000 V; 4 Transformatoren von je 2000 KVA.

Abb. 24. U.C. Gotha. Unterstation Meiningen für 3 Transformatoren, Hochspannungseinführung auf einer Seite und Kabelabgang. Station ist außerhalb der Stadt an gebirgiger Landstraße errichtet. Archit.: W. Issel, A.E.G., Berlin.

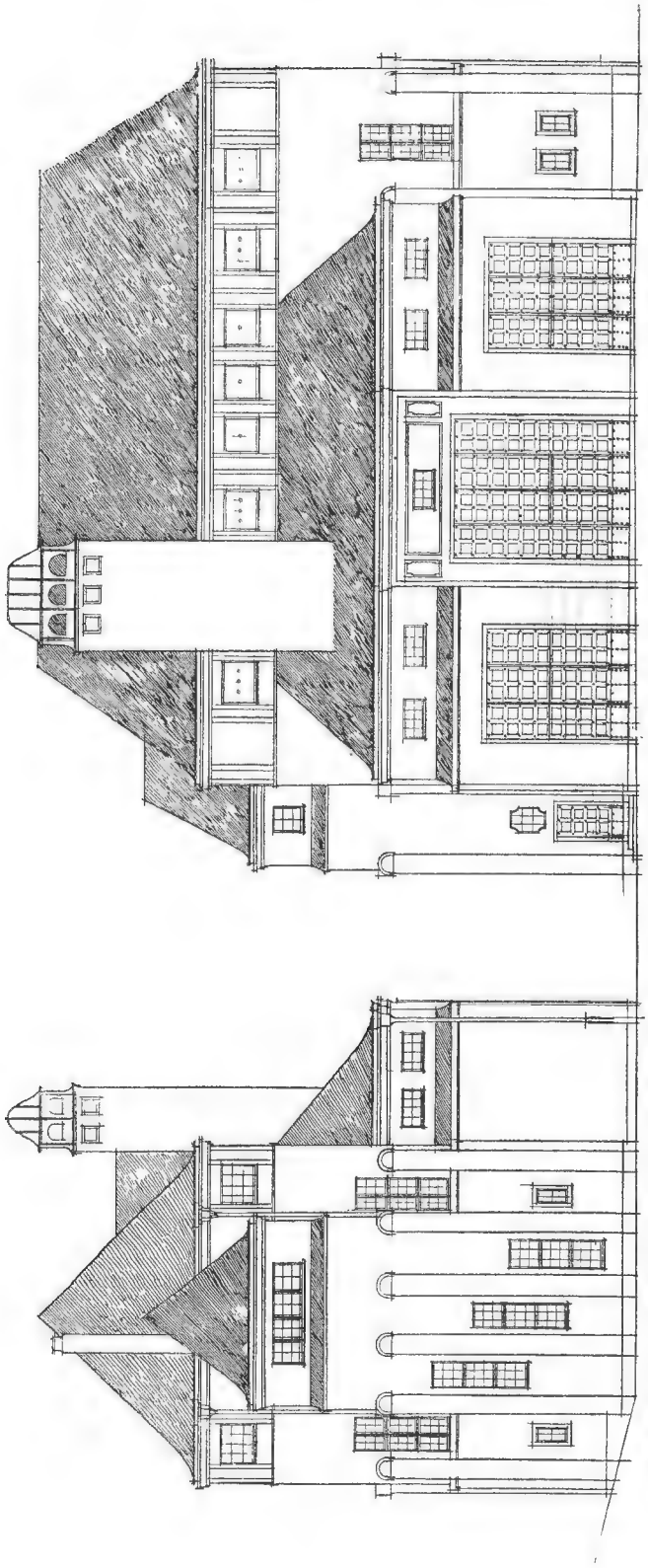


Abb. 25. E.W. Westfalen. Station für zwei 2500 KVA-Transformatoren und einen 4000 KVA. Hochspannungsausführung an 2 Seiten. Die Entlüftungskanäle der 3 Transformatorenkammern sind zu einem Turm zusammengezogen. Architekt: W. Issel, A.E.G., Berlin.

erhält somit ein Schalthaus, in dem alle Schalter mit magnetischer Einschaltung und Auslösung versehen sind, in ähnlicher Konstruktion wie die jetzigen Ölschalter, doch ohne Öl, während für den nur einmal vorhandenen Hauptschalter ohne wesentliche Steigerung der Anlagekosten besonders große Schalter mit Widerstandsstufen in Hintereinanderschaltung verwandt werden können.

Die Durcharbeitung eines Projektes zeigte allerdings, daß an Anlagekosten wenig gespart wurde. Es fallen zwar die Trennwände fort, auch können für die Hilfsschalter unbedenklich kleinere und leichtere Typen genommen werden, durch die für alle Schalter erforderlichen magnetischen Betätigungen wurden aber die Anlagekosten nicht unbeträchtlich wieder erhöht. Die gleichzeitige Erlangung wirtschaftlicher Vorteile hängt also von der Konstruktion einer einfachen automatischen Betätigung der Hilfsschalter ab. Diese ist dem Verfasser, unter Anlehnung an die übliche Konstruktion der Trennschalter, vor kurzem gelungen, und Abb. 17 zeigt das Projekt einer solchen Schaltanlage. Zum Vergleich ist der Schnitt eines Schalthauses der üblichen Ausführung daneben gestellt; man erkennt, daß sich auch in den Kosten der Gebäude wesentliche Ersparnisse erzielen lassen.

In jeder Transformatorenstation ist für gute Ventilation zu sorgen; bei kleineren genügt es, im

Abb. 26. E.W. Obererzgebirg. Station für 2 Transformatoren und Hochspannungsleitung nach 2 Seiten. Architekt: W. Issel, A.E.G., Berlin.

Abb. 27. Märkisches Elektricitätswerk, Unterstation Fürstenwalde. Die Station hat eine außenliegende Treppe erhalten, die auf Verlangen der Baupolizei überdeckt werden mußte. Architekt: W. Issel, A.E.G., Berlin.

Sockel der Türen Siebe anzuordnen und im Dach Jalousieverschlüsse vorzusehen. Für Transformatorenstationen größerer Leistung ist der Einbau besonderer Frischluftkanäle notwendig, die unterhalb der Transformatoren münden. Als Abzugskanäle werden kaminartige Aufsätze über das Dach geführt; beide müssen große Querschnitte erhalten, weil die Luftgeschwindigkeit verhältnismäßig klein ist. In größeren Transformatorenstationen empfiehlt es sich, die erwärmte Luft im Winter in das Schalthaus zu leiten; es sind dann Klappen vorzusehen, die sich im Falle eines Brandes selbsttätig schließen. Architekturbeispiele: Abb. 18—27.

3. Netzstationen.

Besondere Sorgfalt ist der Ausbildung der sogenannten Netzstationen zu widmen, weil ihre große Anzahl einen ausschlaggebenden Einfluß auf die Anlagekosten

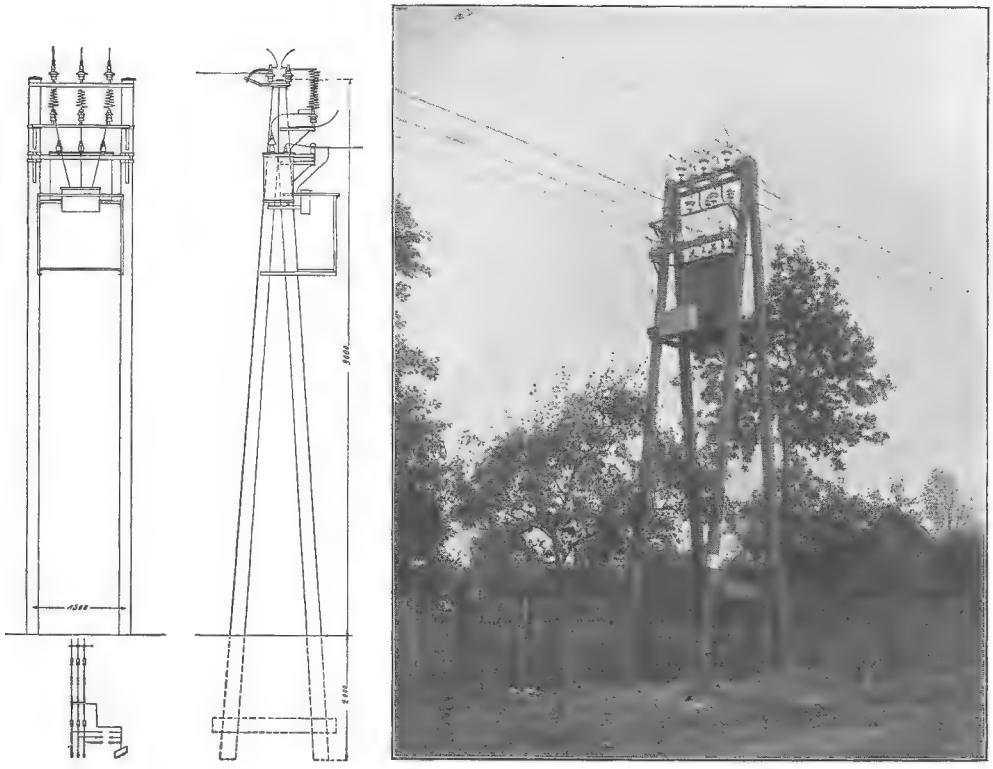


Abb. 28 und 29. Maststation auf Holzmasten.

des ganzen Leitungsnetzes hat. Unter Netzstationen sind dabei diejenigen Transformatorenstationen verstanden, die in Freileitungsnetzen die Mittelspannung (10 bis 15000 V, nie mehr als 30000 V) unmittelbar auf die Gebrauchsspannung herabsetzen. Ihre Leistung ist in der Regel mäßig, weil man es im Interesse der Verbilligung der Verteilungsnetze vorzieht, an Stelle einer großen mehrere kleinere Netzstationen zu errichten; sie erreicht nur dort höhere Werte, wo einzelne industrielle Konsumenten ohne besonderes Verteilungsnetz zu versorgen sind.

Die Ausstattung solcher Stationen richtet sich nach dem außer der Transformierung gewollten Nebenzweck. Mit Recht muß aber die auch vom Bunde für Heimatschutz gestellte Forderung als begründet anerkannt werden, daß ihre architektonische Ausgestaltung ohne Übertreibung gefällig sein und sich der heimischen Bauweise anpassen soll. Architekturbeispiele: Abb. 39—64.

Man unterscheidet danach Maststationen, einfache Transformatorenstationen in gemauerten Häusern, Durchgangsstationen mit einem Transformator oder mehreren und Abzweigstationen in gleicher Ausführung. Die in den Hauptpunkten des Netzes zu errichtenden Stationen sollen in der Regel auch gleichzeitig als Schaltstationen dienen.

Die Maststation ist in der Ausführung die billigste, sie eignet sich jedoch nur für einen Transformator kleiner Leistung (selten mehr als 15 KVA, nie mehr als 30 KVA). Abb. 28 bis 31 zeigen Maststationen auf hölzernen und eisernen Masten; oben befinden sich die Hörnersicherungen, hinter diesen die Drosselspulen. Der Transformator ist auf Traversen gestellt, über ihm kann ein Flaschenzug angebracht werden, so daß er zur Reparatur nach Drehung um 90° zwischen den Tra-

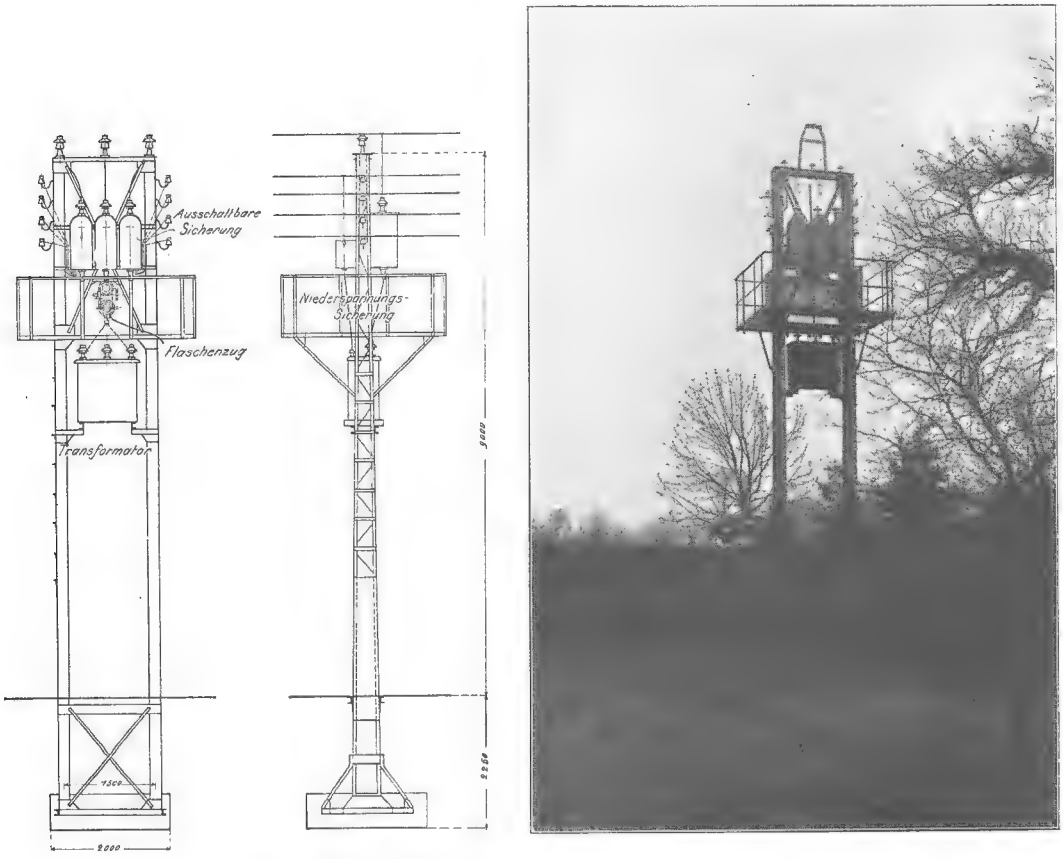


Abb. 30 und 31. Maststation auf eisernen Masten.

versen herabgelassen werden kann. Die Isolatoren der oben angebrachten Hörnersicherungen dienen gleichzeitig als Abspannisolatoren.

Die Einrichtung einer solchen Station verlangt einen Mastschalter an einem der vorhergehenden Maste. Damit nun der Ersatz von Hochspannungssicherungen gefahrlos erfolgen kann, empfiehlt sich die Anbringung eines Erdungskurzschließers nach Abb. 32, der mittels Bedienungsstange eingeschaltet wird. Die häufig übliche Methode, zum Zwecke des Kurzschlusses der Leitungen ein an einem Gasrohr befestigtes Drahtseil über die Leitungen zu werfen, kann als unsicher nicht genug verurteilt werden, weil durch das Eintreiben des Gasrohres in den Erdboden gute Erdung in der Regel nicht erreicht wird.

Als Niederspannungssicherungen werden meist Freileitungs-Stöpselsicherungen verwandt, die gleichzeitig zum Abspannen der Niederspannungsleitungen benutzt

werden können. Besonderer Überspannungsschutz auf der Hochspannungsseite wird bei solchen Stationen nicht angebracht, dafür findet man auf der Niederspannungsseite häufig Scheibenblitzableiter oder ähnliche Konstruktionen.

Die Anordnung einer Bedienungsbühne, zu der der Wärter mittels Leiter oder Steigbügeln gelangt, empfiehlt sich im Interesse leichterer Wartung der Apparate.

An Stelle der Hörnersicherungen werden auch Patronensicherungen gewählt, die in wasserdichten Gehäusen oder in dem Transformator selbst untergebracht werden.

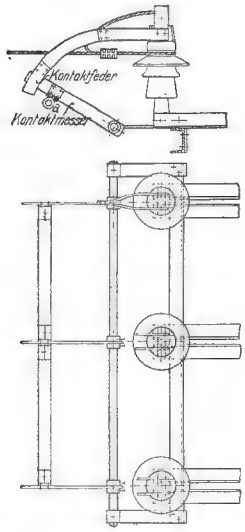


Abb. 32. Erdungs-Kurzschließer.

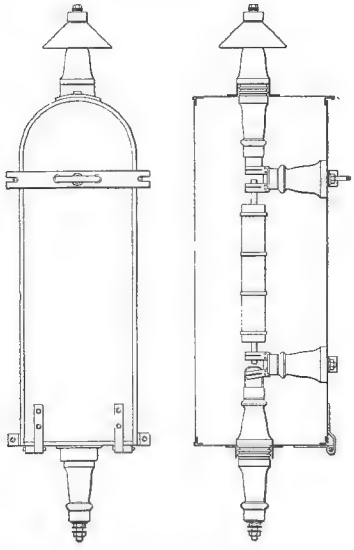


Abb. 33. Abschaltbare Hochspannungssicherung. Beim Öffnen des Deckels wird die Hochspannungssicherung ausgeschaltet, so daß ihr Ersatz gefahrlos erfolgen kann. Die Einrichtung dient gleichzeitig als Trennschalter.

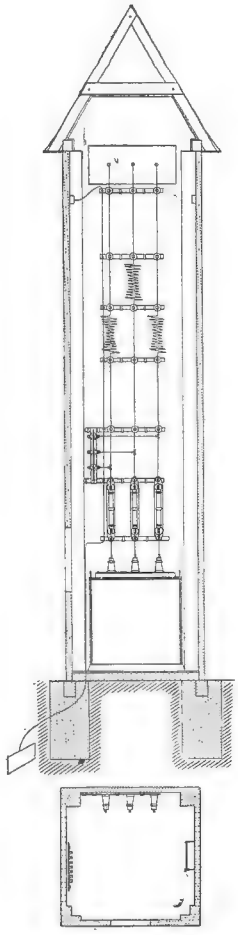


Abb. 34. Gemauerte Transformatorenstation als Endstation ohne Blitzschutz. Leistung bis zu 70 KVA, Spannung bis zu 22000 V. Einführung der Leitungen von der Seite.

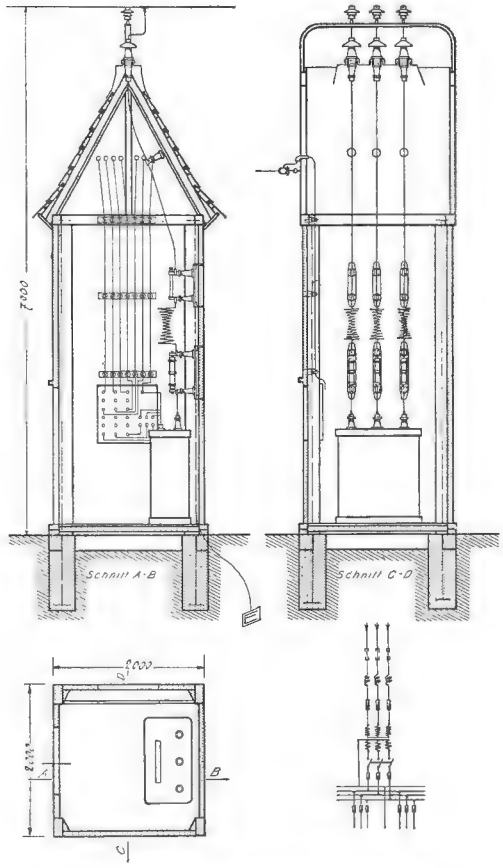


Abb. 35. Gemauerte Transformatorenstation als Endstation ohne Blitzschutz. Leistung bis zu 70 KVA. Spannung bis zu 22000 V. Hochspannungseinführung am Dachfirst; Trennschalter und Drosselspulen.

Sollen Mastschalter vermieden werden, so muß man wasserdichte, abschaltbare Hochspannungssicherungen einbauen, die gleichzeitig als Trennschalter benutzt werden können (vgl. Abb. 33).

Einfache, gemauerte Stationen werden übrigens nicht teurer als eiserne Maststationen, weil statt wasserdichter Apparate normale Konstruktionen benutzt

werden können; sie sind schon im Interesse der Verbesserung des Landschaftsbildes vorzuziehen. Abb. 34 verlangt jedoch gleichfalls die Aufstellung eines Mastschalters vor der Ortschaft, da die Hochspannungsleitung im Falle eines Brandes ausgeschaltet werden muß.

Sollen hierbei wiederum Mastschalter vermieden werden, so muß in der Station unterhalb der Einführung ein dreipoliger Trennschalter eingerichtet werden (vgl.

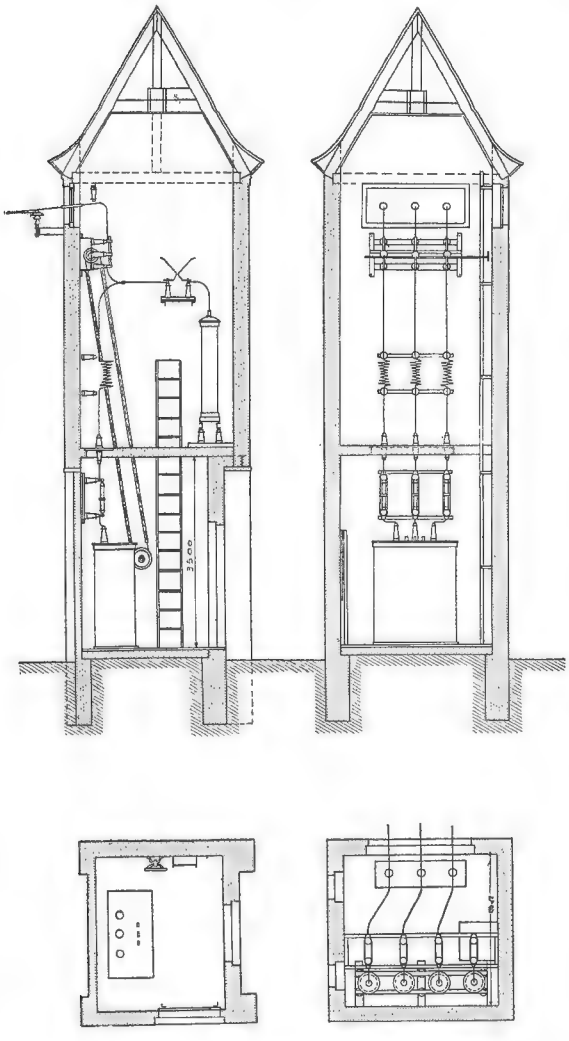


Abb. 36. Gemauerte Transformatorenstation als Endstation mit Blitzschutz. Leistung bis zu 70 KVA, Spannung bis zu 22000 V. Drosselspule und von unten betätigter Trennschalter.

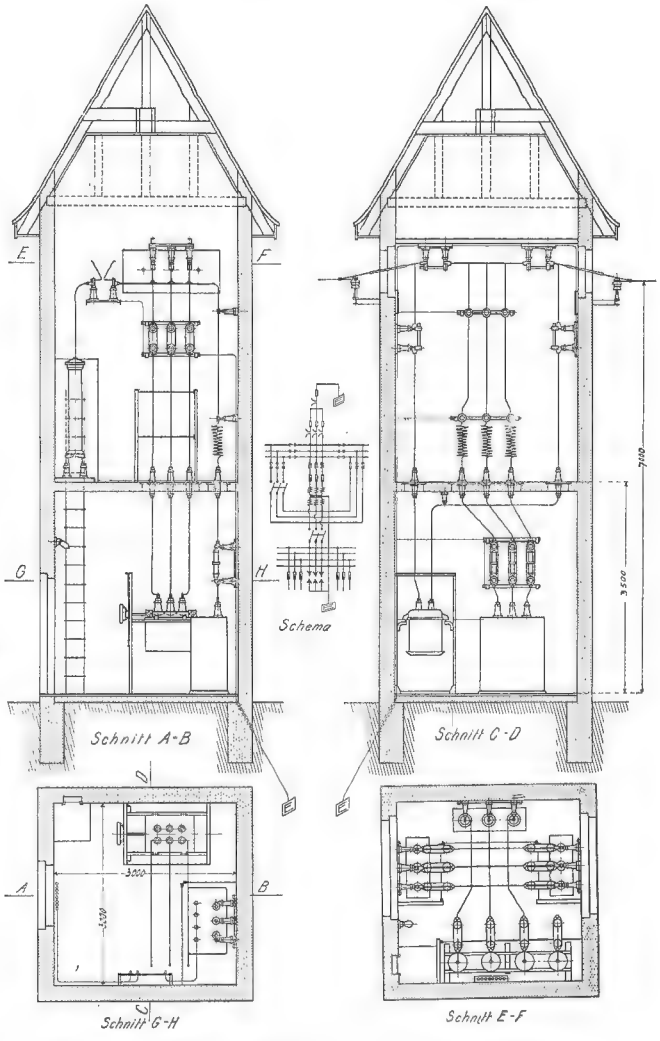


Abb. 37. Durchgangsstation mit ankommender und abgehender Leitung und einem Transformator, Leistung bis zu 70 KVA, Spannung bis zu 22000 V.

Abb. 35). Besonderer Blitzschutz wird in einfachen Stationen selten angewandt, weil sie in der Regel mit kurzen Stichleitungen an die durchgehende Hauptleitung angeschlossen sind; es werden dann nur Drosselspulen vor die Transformatoren geschaltet. Sollen sie dennoch Blitzschutz erhalten (beispielsweise Stationen, die am Ende längerer Stichleitungen liegen), so vergrößert sich die Grundfläche auf etwa 2,4 × 2,4 m i. L., die sich sonst bei mäßigen Spannungen (15000 V) auf 1,6 × 1,6 m i. L. verringern läßt (Abb. 36). Die Einführung der Hochspannungsleitung erfolgt

am besten durch Fensterscheiben im Holzrahmen (eventuell übergeschobenes Porzellanrohr). Eiserne Fensterrahmen haben gelegentlich zu Störungen Veranlassung gegeben, wenn Rostwasser an den Scheiben herunterläuft.

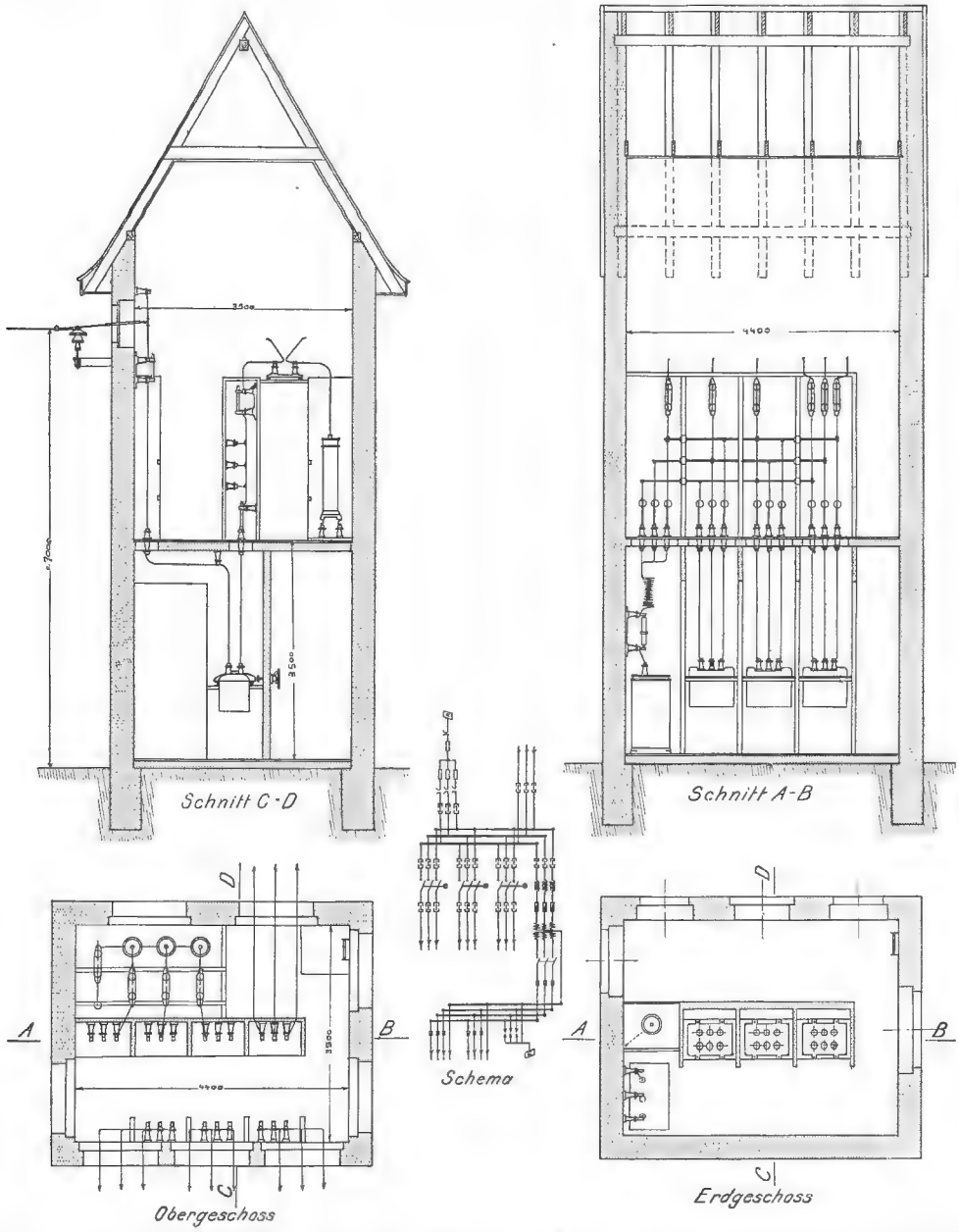


Abb. 38. Abzweigstation mit einer ankommenden und drei abgehenden Leitungen. Leistung bis zu 70 KVA, Spannung bis zu 22000 V.

Soll eine Netzstation gleichzeitig zur Unterbrechung der Hauptleitung, z. B. als Trennstelle in einem Ringe benutzt werden, so ergibt sich die Anordnung nach Abb. 37. Das Gebäude ist dann möglichst so aufzustellen, daß die Hochspannungsleitungen an entgegengesetzten Seiten ein- und austreten.

Bei der Auswahl des Grundstückes sollte stets darauf Rücksicht genommen werden, daß sich einfache Leitungsführung (möglichst ohne Aufstellung von Eck-

Abb. 39. Elbtalzentrale. Normale Station für Hochspannungseinführung und Niederspannungsabgang; Einführungsöffnung im Giebel, daher Höhenersparnis. Architekt: W. Issel, A.E.G., Berlin.

Architekturbeispiele für Netzstationen.

Abb. 39—64.

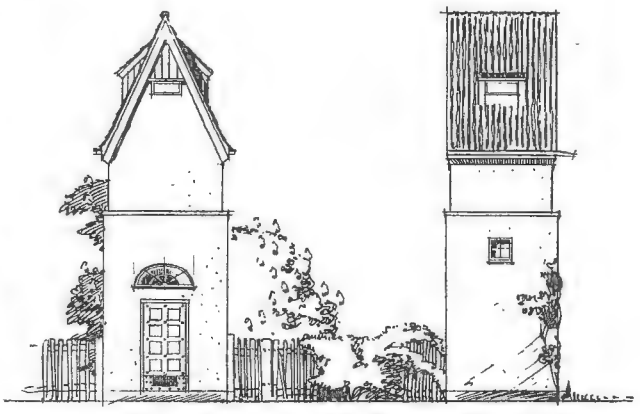


Abb. 40. U.C. Gotha. Kabelstation für Zella-St. Blasii. Niederspannungsausführung nach allen Seiten. Architekt: W. Issel, A.E.G., Berlin.

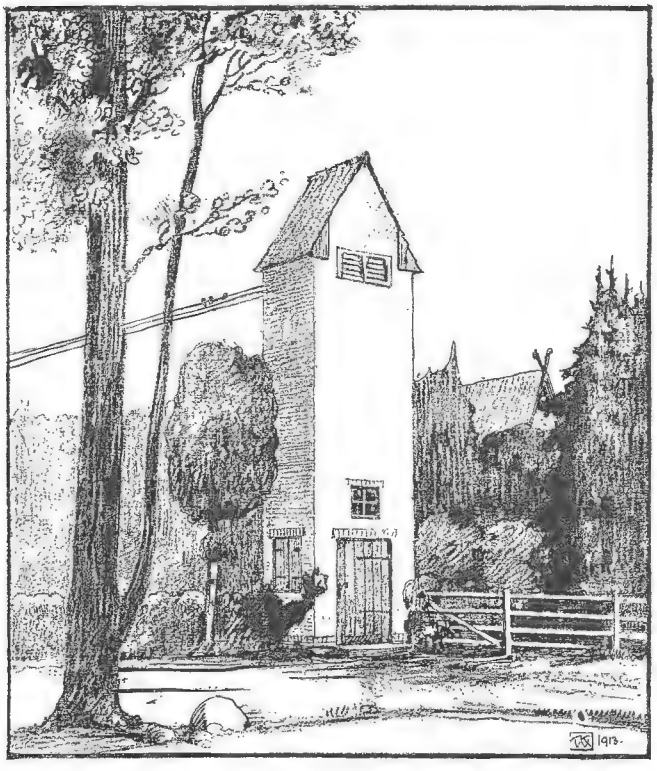


Abb. 41. U.C. Neumark. Transformatoren-Endstation in einfachster Ausführung, System Werkenthin. Architekt: Dr. W. Klingenberg, Berlin.

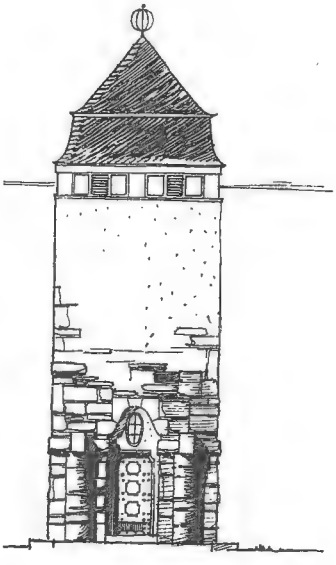


Abb. 42. Elbtalzentrale. Hochspannungsturm für den Augustusberg Gottleuba. Aus dem Ort entnommener Sandstein, für hervorragenden Aussichtspunkt erbaut. Architekt: W. Issel, A.E.G., Berlin.

masten) naturgemäß ergibt. Innerhalb der Station durchläuft die Leitung dann zunächst einen Trennschalter, darauf einen Ölschalter und schließlich wiederum einen Trennschalter. Der Einbau eines Umgehungstrennschalters empfiehlt sich, damit der Ölschalter im Betriebe nachgesehen werden kann; er gestattet gleichzeitig, den Blitzschutz und den Transformatorenabzweig wechselseitig auf die eine oder andere Ausführung zu schalten und die Abschaltung der Station ohne Unterbrechung der Hauptleitung vorzunehmen. In solchen Stationen ist eine Zwischendecke nicht zu entbehren, weil die Bedienung der Trennschalter von unten zu umständlichen Einrichtungen führt.

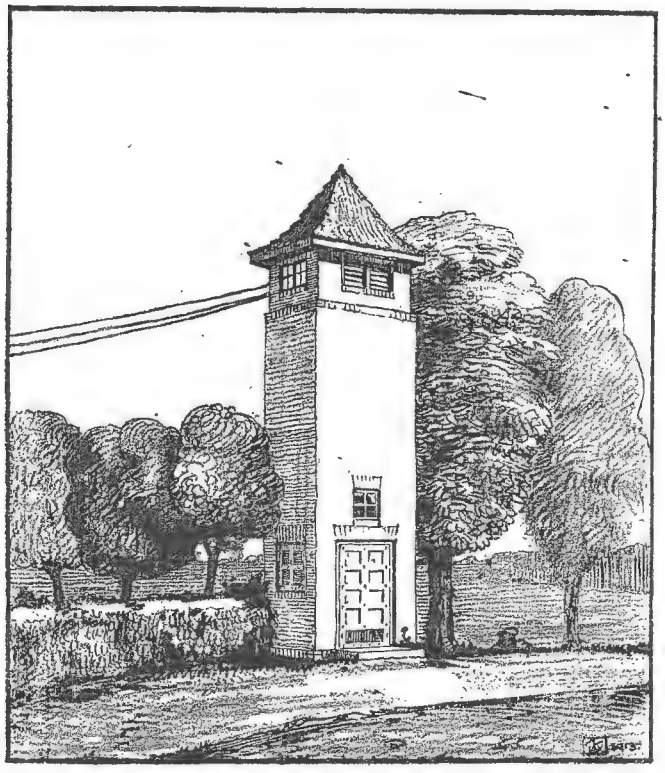


Abb. 43. U.C. Neumark. Transformatoren-Endstation. Billige, gemauerte Ausführung. Architekt: Dr. W. Klingenberg, Berlin.

Das obere Stockwerk wird mittels einer Steigleiter erreicht; die hochführenden Leitungen müssen aber in ihrer Nähe im Interesse gefahrloser Bedienung durch Wände abgetrennt werden.

Die Ausführung der Niederspannungsleitungen sollte stets so erfolgen, daß ein besonderer Abspannmast vor der Station entbehrlich wird. Für die Abspannung dienen Abspannhaken mit Abspannisolatoren, die wegen des besseren Aussehens vor Abspannrahmen den Vorzug verdienen.

Kommen außer durchgehenden Leitungen noch Abzweige in Betracht, so wählt man die in Abb. 38 dargestellte Anordnung. Die größere Zahl der Hoch-

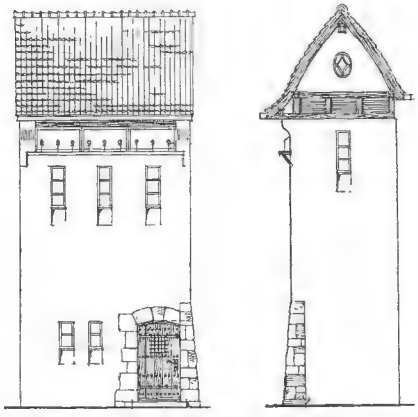


Abb. 44. E.W. Dessau. Station für 3 Hochspannungseinführungen. Architekt: Dr. W. Klingenberg, Berlin.

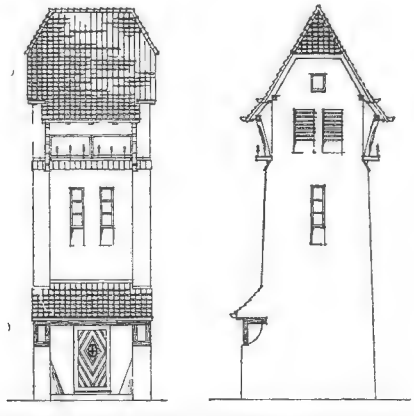


Abb. 45. E.W. Dessau. Station mit 2 Hochspannungseinführungen. Der Turm trägt dem dörflichen u. Landstadtcharakter Rechnung. Archit.: Dr. W. Klingenberg, Berlin.

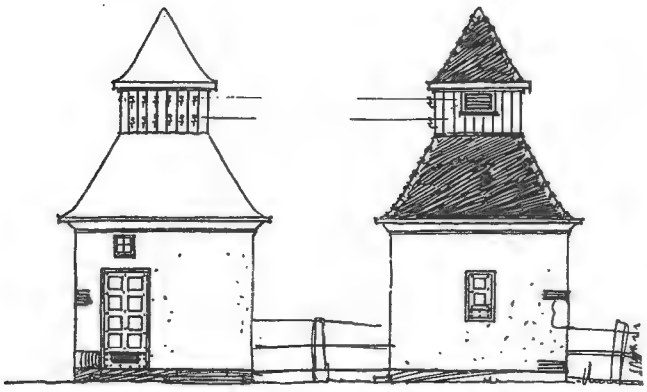


Abb. 46. Elbtalzentrale. Normale Kabelstation mit Niederspannungsausführung nach allen Seiten, errichtet für freie Plätze, daher Dach nach allen Seiten abgewalmt. Architekt: W. Issel, A.E.G., Berlin.

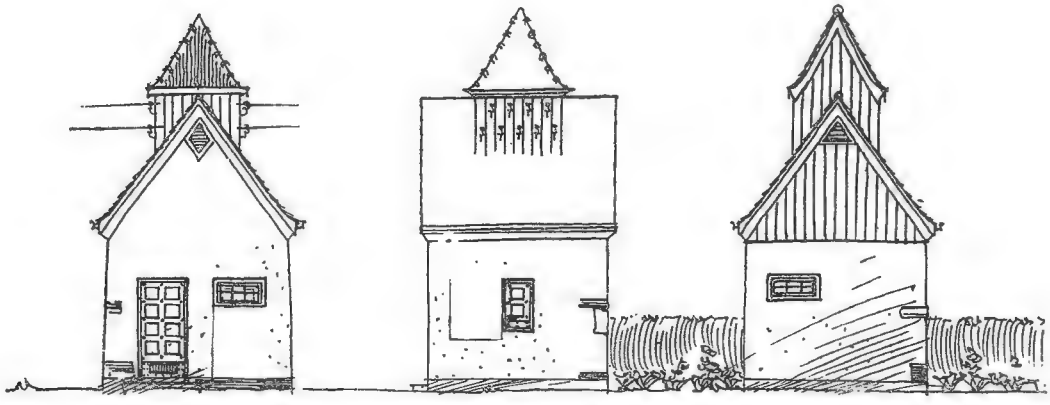


Abb. 47. Elbtalzentrale. Normale Station für Kabeleinführung und Niederspannungsausführung. In der Nähe von Fachwerk- und geschalten Bauten ist die Station nach dem rechtsgezeichneten Alternativ mit verschalten Giebeln ausgeführt. Architekt: W. Issel, A.E.G., Berlin.

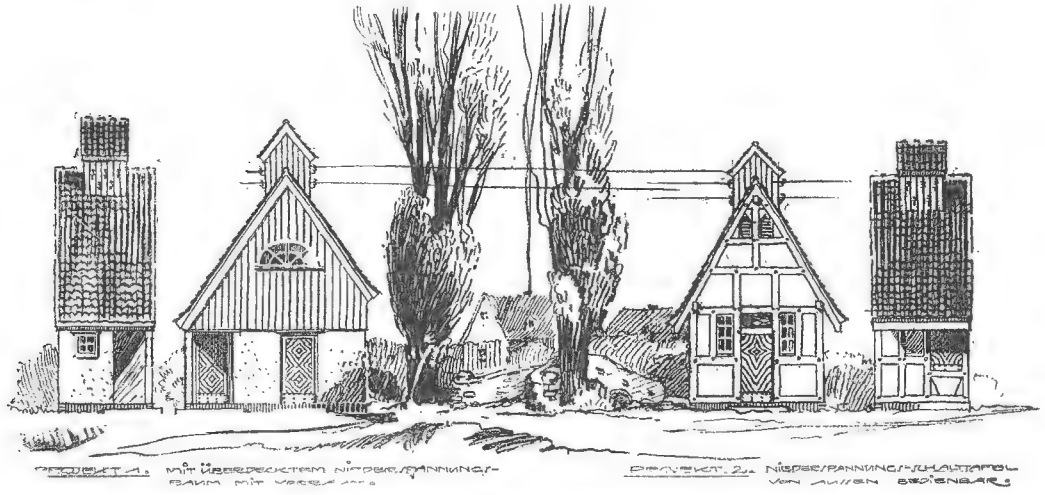


Abb. 48. Projekt Güstrow. 2 Kabelstationen mit Niederspannungsausführung nach 2 Seiten. Der Bauart kleiner Landstädte angepaßt durch Verwendung von Fachwerk und Schalung und hellen Putzflächen. Architekt: W. Issel, A.E.G., Berlin.

Abb. 49. E.W. Obererzgebirg. Normale Station mit einer Hochspannungseinführung, der Umgebung angepaßt. Architekt: W. Issel, A.E.G., Berlin.

Abb. 50. E.W. Obererzgebirg. Turm für Kabeleinführung und Niederspannungsausführung für den Schloßplatz zu Schwarzenberg. Dem Standpunkt und der Umgebung durch Wahl der Bauformen und Materialien angepaßt. Architekt: W. Issel, A.E.G., Berlin.

Abb. 51. Projekt für Mitteldeutschland. Station für Hochspannungsdurchführung und Niederspannungsabgang. Architekt: W. Issel, A.E.G., Berlin.

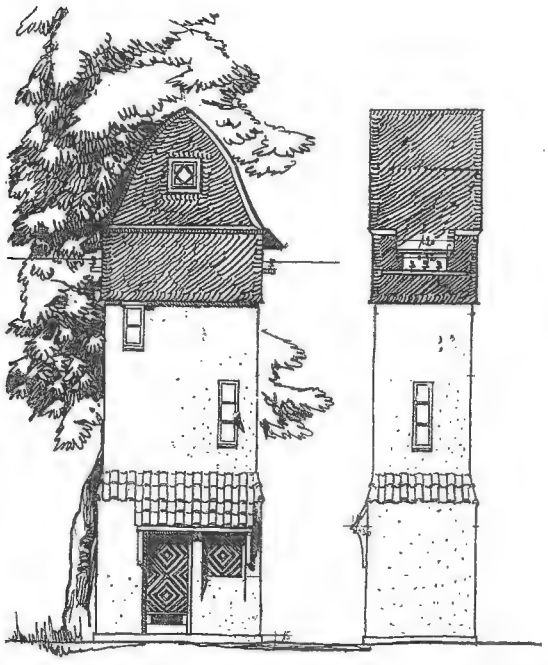


Abb. 52. E.W. Minden-Ravensberg. Station für Hochspannungs-Zu- und Abgang mit oberer Schieferbekleidung und kleinem Schutzdach über der Eingangs- und Schalttür. Architekt: W. Issel, A.E.G., Berlin.

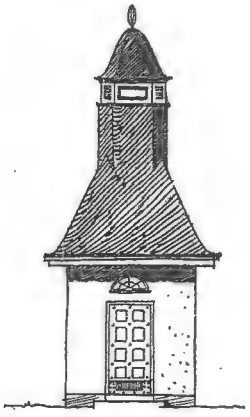


Abb. 53. U.C. Gotha. Station für Kabeleinführung und Niederspannungsausführung nach allen Seiten für Suhl, durch Wahl der Form und Beschieferung dem Stadtbilde angepaßt. Architekt: W. Issel, A.E.G., Berlin.

Abb. 54. U.C. Gotha. Kabeleinführung und Niederspannungsausführung nach vier Seiten. Station ist als Brückenkopf für Suhl ausgebildet. Architekt: W. Issel, A.E.G., Berlin.

Abb. 55. U.C. Gotha. Kabelstation mit Niederspannungsabgang für Suhl. Die Station liegt zwischen 2 steil ansteigenden Straßen u. ist geputzt u. geschiefert wie die Nachbarhäuser. Architekt: W. Issel, A.E.G., Berlin.

Abb. 56. E.W. Obererzgebirg. Station für den Schloßplatz zu Schwarzenberg. Architekt: W. Issel, A.E.G., Berlin.

Abb. 57. E.W. Obererzgebirg. Normale Station für eine Hochspannungseinführung und 2 Niederspannungsausführungen.

Abb. 58 u. 59. E.W. Obererzgebirg. Normale Station für eine Hochspannungsausführung, durch Schieferung und Schalung dem Ortsbilde angepaßt. Architekt: W. Issel, A.E.G., Berlin.

Abb. 60 u. 61. U.C. Salzwedel. Normales Haus für eine Hochspannungsausführung. Fachwerk und Rohbau, wie die angrenzenden Dorfbauten. Architekt: W. Issel, A.E.G., Berlin.

Abb. 62. Märkisches Elektricitätswerk. Kabelhochführungsstation Herzfelde. Rohbau mit ausgemauertem Fachwerk. Architekt: W. Issel, A.E.G., Berlin.

spannungsleitungen verlangt dann eine Trennung der einzelnen Felder durch feuersichere Wände. Im Erdgeschoß werden die Transformatoren und Ölschalter in Zellen so aufgestellt, daß die Handräder und die Meß- und Betätigungsapparate sich außerhalb der Schaltzellen befinden. Auf diese Weise wird ein Raum geschaffen, der nur Niederspannung führt und der somit gefahrlos betreten werden kann. In dem oberen Stockwerk werden dann die Sammelschienen, Trennschalter und Blitzschutzapparate untergebracht. Die Transformatorenabzweige werden in der Regel lediglich durch Sicherungen geschützt, doch ist es natürlich auch ohne weiteres möglich, hierfür Maximalautomaten einzurichten.

Abb. 63. Elbzentrale. Hochspannungsturm für den Augustusberg Gottleuba. Aus dem Ort entnommener Sandstein, für hervorragenden Aussichtspunkt erbaut. Architekt: W. Issel, A.E.G., Berlin.

Abb. 64. E.W. Bergheim. Turm für je 2 Hochspannungsleitungen. Architekt: W. Issel, A.E.G., Berlin.

4. Konstruktion der Freileitungen.

Die konstruktive Ausbildung der Freileitungsträger wird beeinflußt durch

a) Spannweite,
b) Beanspruchung des Materiales,
c) Anordnung und Abstand der Leitungen,
d) Art und Form der Isolatoren,
e) Spreizung,
f) Befestigung im Erdboden,
g) Erdungsseile.

a) Spannweite. Die für die Wahl der Spannweite anzuwendenden Grundsätze sind nachstehend besonders behandelt. Aus der Spannweite ergibt sich der Durchhang. Dieser und der Mindestabstand des untersten Leiters vom Erdboden sind maßgebend für die Höhe der Maste; auch die mechanische Beanspruchung (Leitungszug, Winddruck) hängt in erster Linie von der Spannweite ab, man wird deshalb beim Entwurf einer Freileitungsanlage von der zu wählenden Spannweite ausgehen müssen.

b) Beanspruchung des Materiales. Die Beanspruchung des Materiales ist durch die Freileitungsnormalien des Verbandes deutscher Elektrotechniker eindeutig festgelegt; es genügt deshalb an dieser Stelle der Hinweis hierauf.

c) Anordnung und Abstand der Leitungen. Für die Bemessung des räumlichen Abstandes der Leitungen fehlt es noch an zuverlässigen Grundlagen; in der Regel wendet man auch in Deutschland die aus Amerika übernommene Formel an, wonach der Leitungsabstand zunächst einen Fuß und dann für je 10000 V einen weiteren Fuß beträgt. Das ergibt für 10000 V einen Leitungsabstand von 0,60 m, für 50000 V 1,80 m und für 100000 V 3,30 m. In einzelnen neueren Anlagen ist man für höhere Spannungen wesentlich unter die sich hiernach ergebenden Werte heruntergegangen; anderseits hat man für niedrigere Spannungen in solchen Fällen, in denen es sich um die Übertragung großer Leistungen handelte und insbesondere bei größeren Spannweiten im Interesse der Sicherheit größere Abstände gewählt.

Die amerikanische Formel zeigt zunächst den zumal für höhere Spannungswerte großen Fehler, daß keine Rücksicht auf den Leitungsdurchmesser genommen ist. Zweifellos kann der gegenseitige Abstand der Leitungen unter sonst gleichen Verhältnissen mit Rücksicht auf die Koronaverluste desto kleiner sein, je größer der Durchmesser ist.

Für hohe Übertragungsspannungen ist der Mindestabstand bei gegebenem Querschnitt der Leitungen durch die Koronaverluste begrenzt, d. h. es gibt in jedem Falle einen Wert für den Leitungsabstand, der nicht unterschritten werden darf, wenn die Koronaverluste nicht unzulässige Werte annehmen sollen. Die Abhängigkeit der Verluste von Spannung, Leitungsabstand und Durchmesser der Leitungen ist zwar verschiedentlich empirisch festgestellt worden, doch sind anscheinend die Nebenbedingungen von so großem Einfluß, daß bestimmte Grundsätze für die Wahl des Leitungsabstandes bis jetzt nicht aufgestellt werden konnten. Die Koronaverluste hängen außer vom Luftdruck wesentlich von Regen und namentlich von Schnee ab, auch die physikalische Beschaffenheit der Luft und die Oberfläche der Leiter ist von Einfluß.

Mangels besserer Grundlagen sei für die Wahl der Leitungsabstände bei den verschiedenen Betriebsspannungen auf die Angaben der Tabelle A verwiesen. Ob es aber zulässig ist, auf Werte herunterzugehen, wie sie die Lauchhammer Anlage zeigt (rd. 1,80 m Leiterabstand für 100000 V und 42 qmm Leitungsquerschnitt), ist

zum mindesten zweifelhaft und stellt jedenfalls die Grenze des für kurze Leitungen noch eben Zulässigen dar. Wenn auch die Messungen ergeben haben, daß der gewählte Abstand noch unterhalb der kritischen Grenze der Koronaverluste liegt, so ist doch mit der Tatsache zu rechnen, daß beträchtliche Überspannungen auftreten können und daß man hierdurch auf den steilsteigenden Ast der Kurve gerät.

Tabelle A. Leitungsabstände in mm.

Spannweite	Netzspannung in KV										
	6	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
bis 60 m	600	650	700	—	—	—	—	—	—	—	—
von 60 bis 100 m	750	800	900	1000	1100	—	—	—	—	—	—
über 100 m	1000	1000	1050	1100	1200	1350	1550	1750	2000	2250	2500
Mindestquerschnitt in qmm	—	—	—	16	25	35	35	50	50	70	70

Es wird zwar behauptet, daß in der Steigerung der Ausstrahlung auch ein gewisser Selbstschutz der Leitungen insofern liege, als die Überspannungsenergie automatisch in die Luft zerstreut werde. Da die Erfahrung fehlt, ob ein solches Verfahren zulässig und empfehlenswert ist und ob es nicht etwa leicht zur Lichtbogenbildung zwischen den Leitungen führt, sollte man deshalb bei der Wahl der Abstände vorsichtig vorgehen. Unter sonst gleichen Verhältnissen ist jedenfalls diejenige Leitung als betriebssicherer anzusehen, die die größeren Abstände aufweist.

In diesem Zusammenhange sei besonders noch auf die Gefahr hingewiesen, die infolge teilweiser oder vollständiger Überbrückung des Zwischenraumes durch Fremdkörper (Vögel, überfliegende Baumäste usw.) als häufigste Ursache der Störung entsteht, und es ist zunächst zweifellos, daß sich diese Gefahren mit steigendem Abstand der Leitungen mehr als proportional vermindern. Tatsächlich zeigt denn auch die Erfahrung, daß die Leitungsanlagen höherer Spannung (also mit größerem Abstand) trotz des kleineren Sicherheitsgrades wesentlich betriebssicherer sind als die mäßiger Spannung. So ist z. B. die Zahl der Störungen auf den 40000 V-Leitungen des Märkischen Elektricitätswerkes nur ein kleiner Bruchteil derjenigen auf den 10000 V-Leitungen, trotzdem letztere mit $4^1/_2$fachem und erstere nur mit $2^1/_2$fachem Sicherheitsgrad ausgeführt worden sind. Hinzu tritt der Umstand, daß das Verhältnis der auftretenden Überspannungen zur Betriebsspannung für niedrigere Spannungen wesentlich ungünstiger ist als für höhere.

Abb. 65. Holzmast mit gemeinschaftlichem Isolatorenträger aus **U**-Eisen, der gleichzeitig die Stützen leitend verbindet. Jockenholz, Celle, Siemens-Schuckertwerke.

Die räumliche Anordnung der Leitungen, d. h. ihre gegenseitige Lage und die zum Maste richtet sich in erster Linie nach ihrer Zahl und danach, ob Erdungsseile angewandt werden sollen oder nicht. Hat man lediglich drei Leitungen pro Mast, so gibt die Anordnung im gleichseitigen Dreieck mit einer Leitung auf der Spitze des Mastes (vgl. Abb. 65, 72, 101) die naturgemäße Lösung. Ist ein Erdungsseil vorhanden oder sind die Leitungen an Hängeisolatoren montiert, so wird man zwei Leitungen auf einer, die andere auf der anderen Seite des Mastes ebenfalls im gleichseitigen Dreieck unterbringen (Abb. 66, 67, 68, 75). Gegebenenfalls kann das Erdseil auch auf einen besonderen Bügel über der höchsten Leitung liegen; diese muß dann durchgezogen werden (Abb. 70, 76). Zum Zwecke der Verdrillung, die meist an den Abspannmasten erfolgt, können Leitungen ohne Erdungsseil an diesen entweder

Abb. 66. Anlage Aachen, Tragmast, Höhe 16 m, 500 kg Zug, 3 Leitungen an Hängeisolatoren, 35 KV, 2 Telephonleitungen. S.S.W.

in horizontaler Ebene nebeneinander auf einem an der Spitze des Mastes befestigten Querträger oder in vertikaler Ebene übereinander (im Falle eines Erdungsseiles am besten in dieser Weise) befestigt werden. Handelt es sich aber um sechs Leitungen, so ergibt sich die einfachste Lösung, wenn auf jeder Seite des Mastes die drei zu einem Stromkreise gehörigen Leitungen übereinander liegen (Abb. 73, 86, 87, 89, 90, 96). Diese Anordnung ist aber nur zulässig, solange die infolge unsymmetrischer Lage entstehende Veränderung der Spannungsvektoren bedeutungslos bleibt, wenn es sich also um Übertragungen mäßiger Leistungen auf mäßige Entfernungen handelt. Werden die Unterschiede der einzelnen Spannungen zu groß[1]), so muß man zur Anordnung im gleichseitigen Dreieck übergehen; sie ist zwar für die Lage von je drei Leitungen übereinander ebenfalls durchführbar und gibt sogar die elektrisch vorteilhafteste Lösung,

[1]) Über diese Frage hat Markovitch interessante Untersuchungen angestellt („La Lumière électrique" Nr. 31 vom 5. Aug. 1911 über „L'inductance et la chute de tension des lignes aériennes pour courants triphasés").

wenn man je einen Leiter des Nebenstromkreises auf die andere Seite des Mastes verlegt (Abb. 77). Man wird von dieser Anordnung jedoch nur ausnahmsweise Gebrauch machen, da es richtiger ist, getrennte Stromkreise auch auf getrennten Seiten des Mastes zu führen. Die Verdrillung ist bei kurzen Leitungen nur dann nötig, wenn diese längere Strecken parallel zu Fernsprechleitungen liegen. Bei langen Leitungen empfiehlt sie sich außer aus diesen Gründen auch wegen gleichmäßigerer Kapazitätsverteilung und zur Beseitigung der Symmetriestörung, die durch die Wirkung des einen Stromkreises auf den anderen entstehen kann; sie erfolgt für alle Leitungen am einfachsten an den Abspannmasten durch Anbringung der Leitungen zu je drei über-

Abb. 67. 40 000 V-Leitung des Märkischen Elektricitätswerkes auf hölzernen A-Masten, Spannweite 150 m, 3 Leitungen, 35 qmm und Erdungsseil. A.E.G.

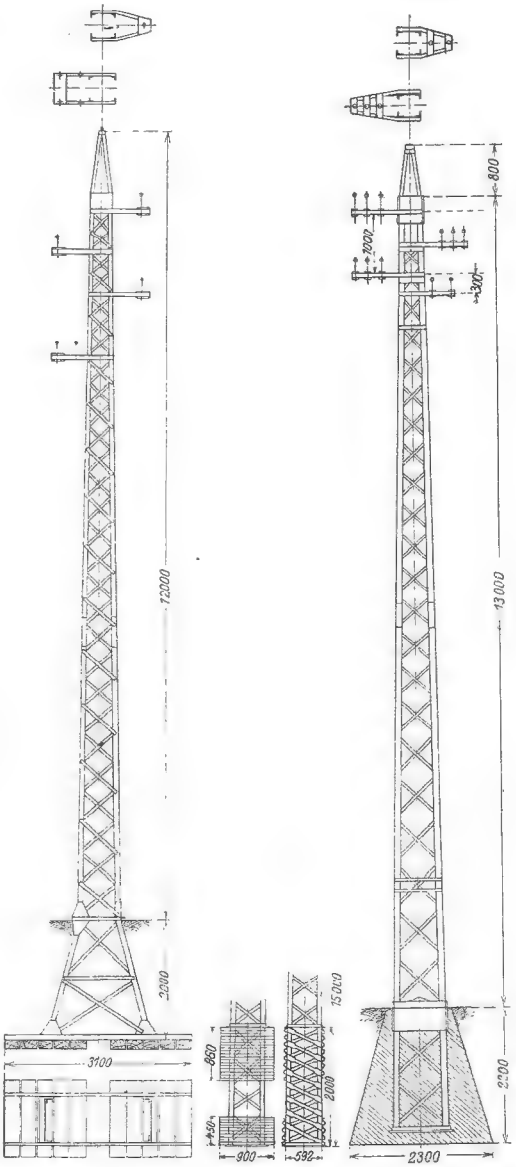


Abb. 68. Kreuzungs- und Abspannmast (verschiedene Mastköpfe), Höhe 13 m, 900 kg Zug, 3 Leitungen mit Dreifachaufhängung an Stützisolatoren, Erdungsseil, Telephontraverse; verschiedene Formen von Mastfüßen. A.E.G. Weserhütte.

einander auf jeder Seite des Mastes; dabei ergibt sich der gerade für die hoch beanspruchten Abspannmaste wichtige weitere Vorteil, daß die Querträger kurz werden.

Abb. 69 bis 94 zeigen die Ausbildung von Mastköpfen nach diesen Grundsätzen. Sollen im Interesse der Kostenersparnis an einem Maste zwei voneinander unabhängige Stromkreise derart verlegt werden, daß einer repariert werden kann,

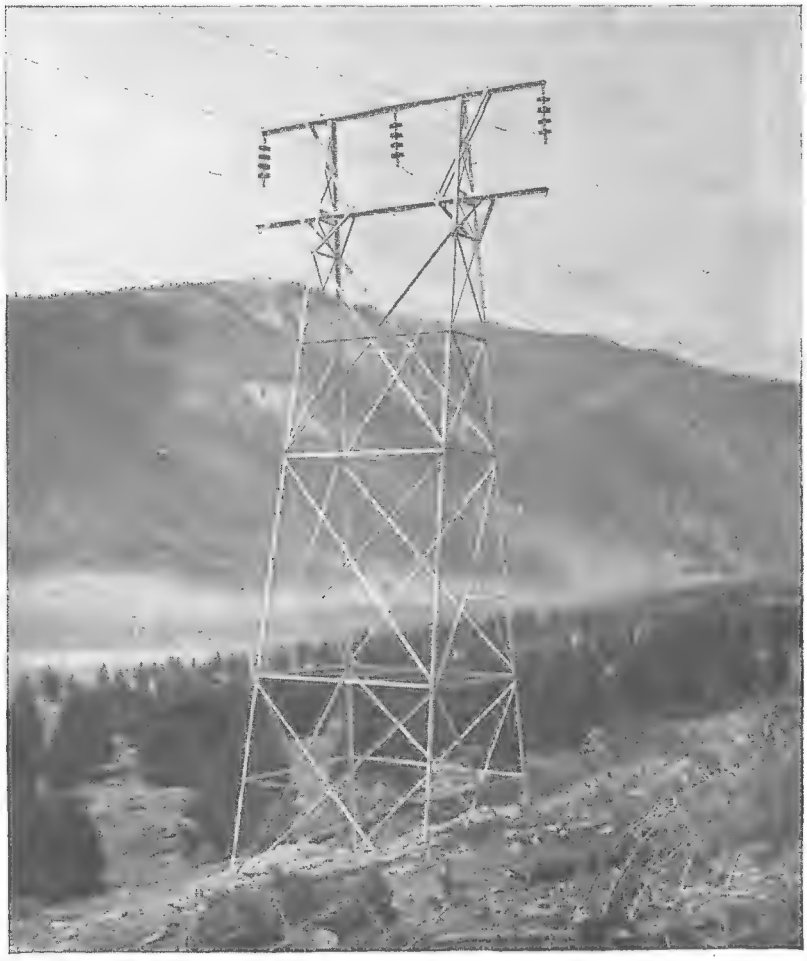


Abb. 69. 100 000 V-Leitung, Tragmast, Hängeisolatoren. Central Colorado Power Co.

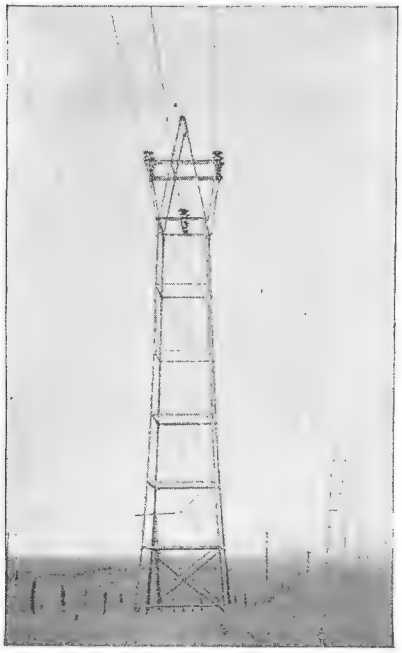


Abb. 70. Abspannmast und bewegliche Zwischenmaste, hochliegendes Erdungsseil. Taylors Falls, Minnesota.

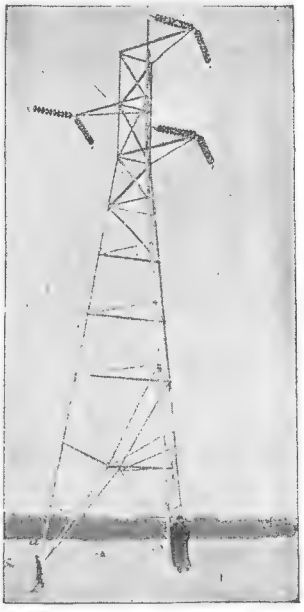


Abb. 71. Dreieckiger Eckmast mit Füßen und Abspannketten. Au Sabie Power Co.

Abb. 72. Beweglicher Zwischenmast mit Stützisolatoren. Rochester and Sodus Bay Power Co.

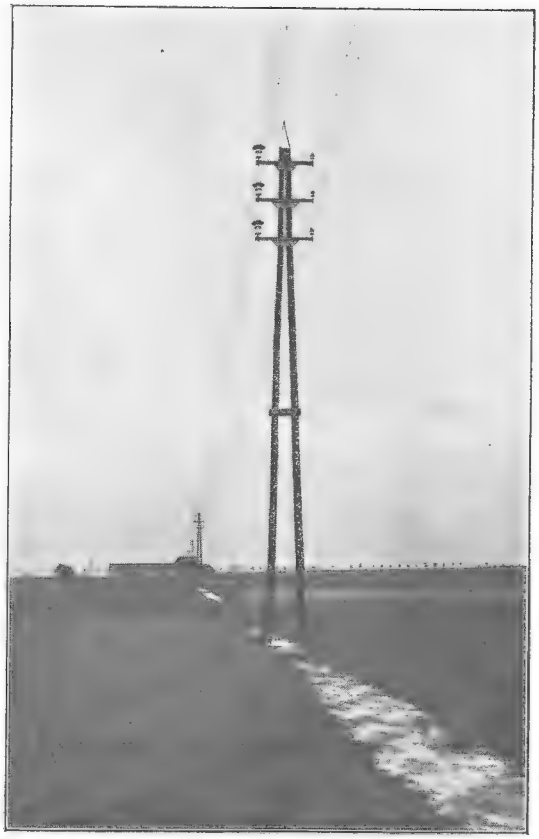


Abb. 73. Märkisches Elektricitätswerk. Zwei Drehstromleitungen 40 000 V und 10 000 V mit einem Erdungsseil auf hölzernen A-Masten, Spannweite 150 m. A.E.G.

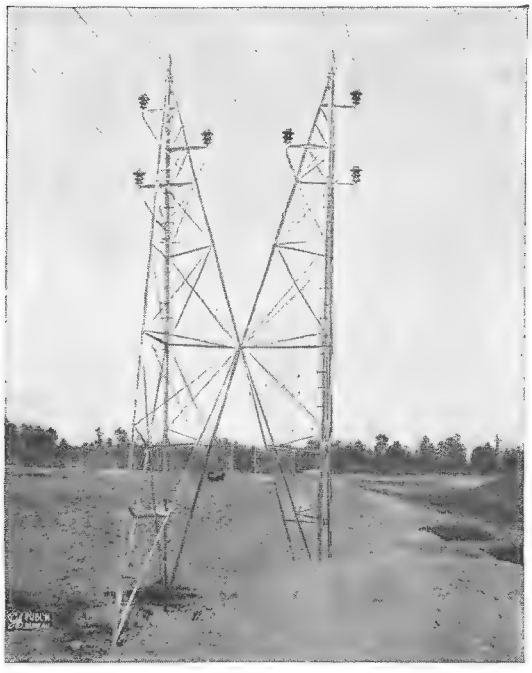


Abb. 74. Doppelmast in Dreieckform mit Füßen. Southern Power Co.

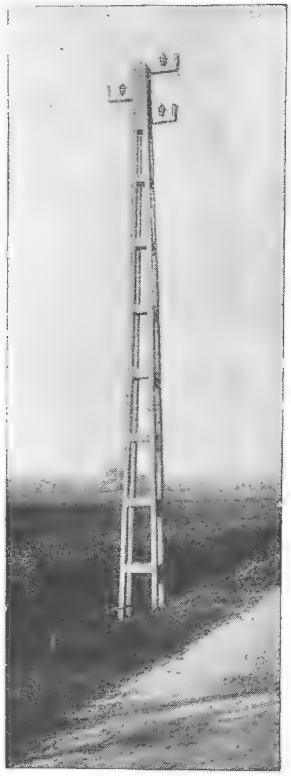


Abb. 75. Betonmast für Stützisolatoren.

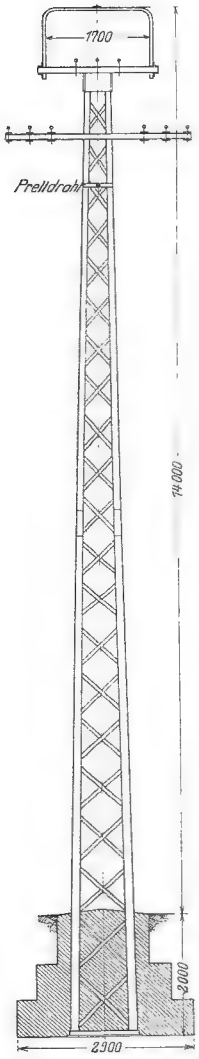


Abb. 76. U.C. Helmstedt, Harbker Kohlenwerke. Kreuzungsmast für 2 Leitungen mit Dreifachaufhängung an Stützisolatoren. 1 Erdungsseil, Höhe 14 m, 1800 kg Zug. Weserhütte.

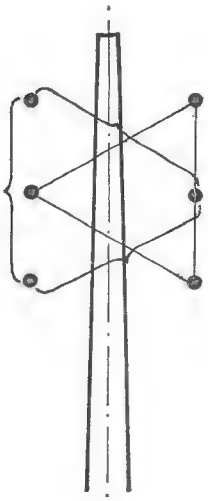


Abb. 77.

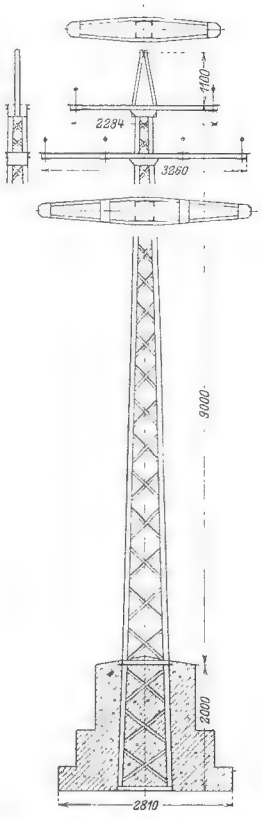


Abb. 78. E.W. Obererzgebirg. Eckmast für 6 Leitungen auf Stützisolatoren, 1 Erdungsseil, Höhe 9 m, 3000 kg Zug. Anordnung der Leitungen auf 2 Traversen. Weserhütte.

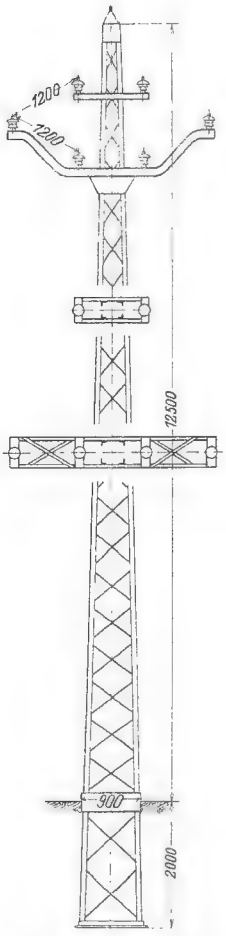


Abb. 79. Saalkreis Bitterfeld. Tragmast, Höhe 12,5 m, 300 kg Zug, 3 Leitungen auf Stützisolatoren, 1 Erdungsseil. Besondere Ausbildung der Traversen. Lauchhammer.

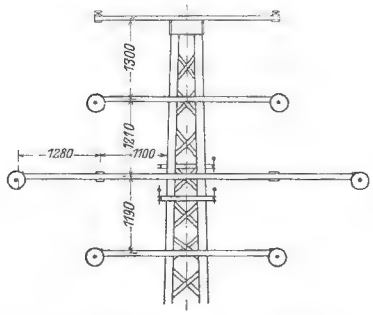


Abb. 80. E.W. Westfalen. Kopf eines quadratischen Eckmastes, Höhe 15 m, 6000 kg Zug, 6 Leitungen auf Hängeisolatoren in besonderer Anordnung (annähernd gleichseitiges Dreieck), 2 Erdungsseile, 2 Telephonleitungen in der Mitte der Starkstromleitungen zur Verminderung der Induktion. Weserhütte.

Abb. 81. Doppelleitung auf Tragmasten, hochliegendes Erdungsseil in der Mitte. Great Northern Power Co., Minnesota.

wenn der andere noch im Betrieb ist, so wird die Anbringung von Schutzgittern an den Masten erforderlich (vgl. Abb. 95 u. 96). Die Reparaturmöglichkeit setzt aber großen Abstand der Leitungen vom Mast voraus, sie wird somit vorwiegend für hohe Spannungen zur Anwendung gelangen; die häufigste Reparatur, das ist der Ersatz fehlerhafter Isolatoren, läßt sich dann gefahrlos ausführen. Der Ersatz gerissener Leitungen verlangt allerdings größte Vorsicht und darf nur bei Wind-

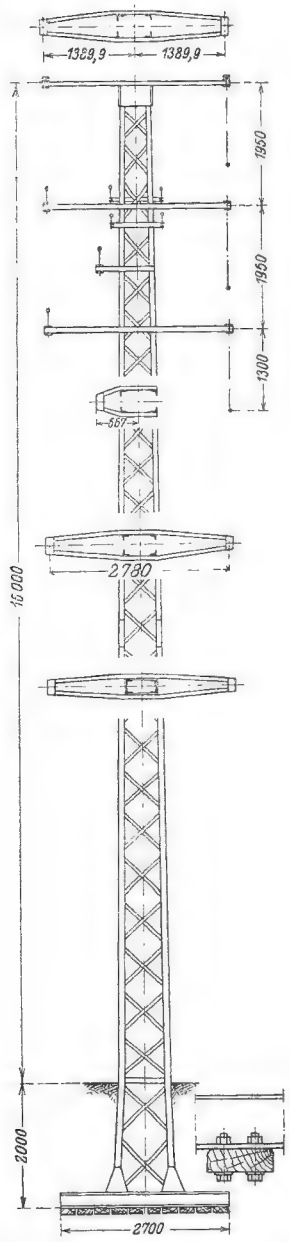


Abb. 82. Tragmast, Höhe 16 m, 1200 kg Zug, 3 Leitungen für 50000 V an Hängeisolatoren, 3 Leitungen für 10000 V an Stützisolatoren. Abstand der ersteren 1,95 m, der letzteren 1,95 bezw. 1,35 m, 2 Telephondrähte mit Traversen zum Kreuzen derselben. 2 Erdungsseile, Schwellen-Fundament. Weserhütte.

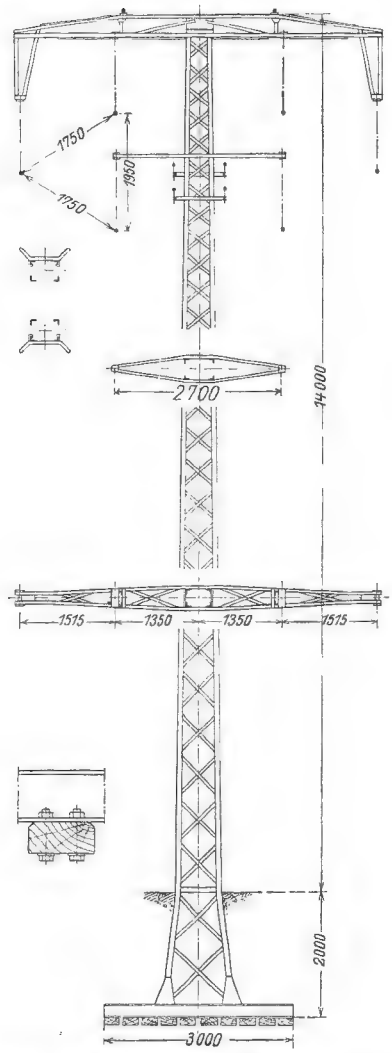


Abb. 83. E.W. Westfalen. Rechteckiger Tragmast, Höhe 14 m, 1200 kg Zug, 6 Leitungen an Hängeisolatoren für 50000 V, 2 Erdungsseile, 2 Telephontraversen für Kreuzen von 2 Telephonleitungen. Fundierung durch Holzschwellen. Weserhütte.

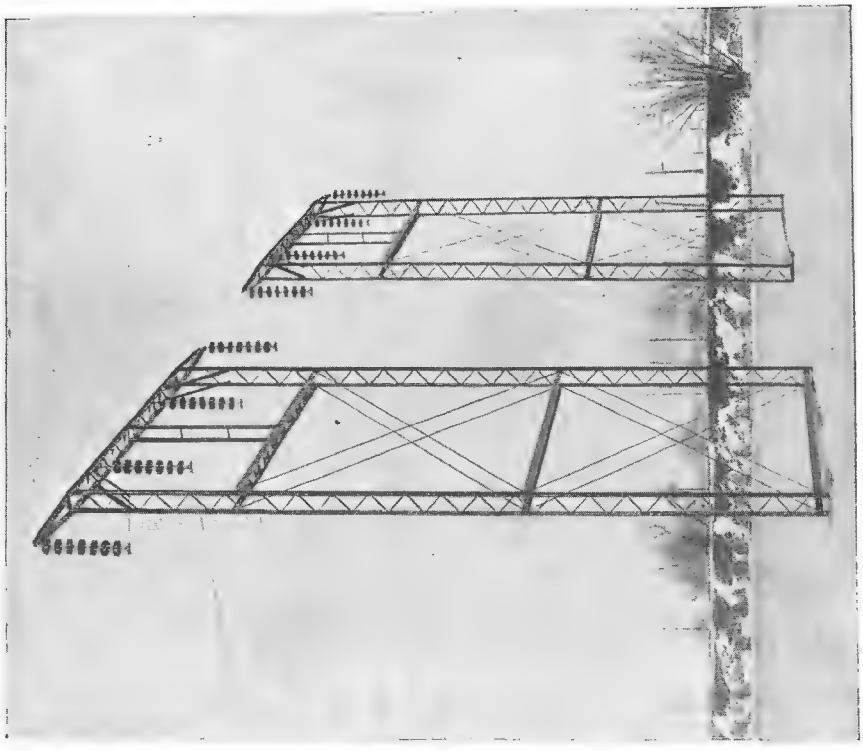


Abb. 85. Bewegliche Zwischenmaste einer Versuchsanlage.
General Electric Co.

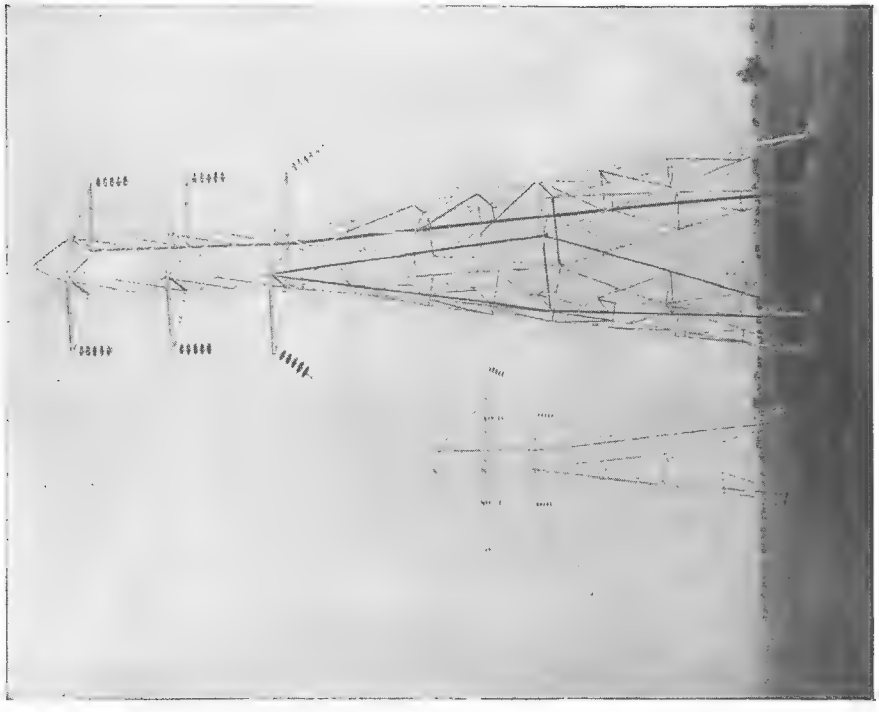


Abb. 84. Normaler Mast und Verdrillungsmast, Hängeisolatoren.
Great Western Power Co.

stille durch zuverlässige Leute bewirkt werden. Die vorher ausgelegte Leitung muß dann in dem zu spannenden Felde durch Seile geführt werden, damit sie nicht mit den unter Spannung befindlichen zusammenschlagen kann.

d) Art und Form der Isolatoren. Systematische Untersuchungen über die Verteilung des Potentials an Isolatoren und die elektro-statische Beanspruchung seiner einzelnen Teile, die zur Ermittlung zweckmäßiger Formen wünschenswert wären, sind bis jetzt nicht durchgeführt worden. Die heute verbreiteten Formen sind vielmehr auf empirischem Wege entstanden und durch Abänderung

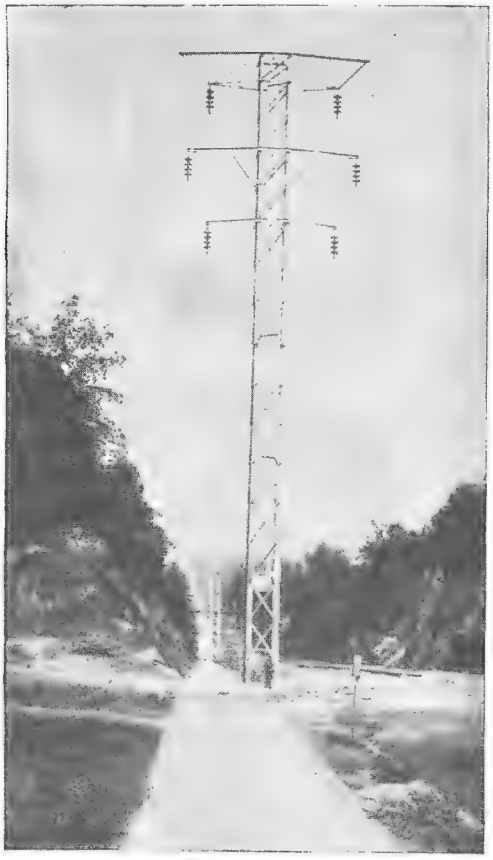


Abb. 86. Gitterträger mit Hängeisolatoren und Erdungsseilen. Leitungen übereinander mit vergrößertem Abstand d. mittleren, damit d. Leitungen im Falle plötzlicher Entlastung (Rauhreif) nicht zusammenschlagen. Central Georgia Power Co.

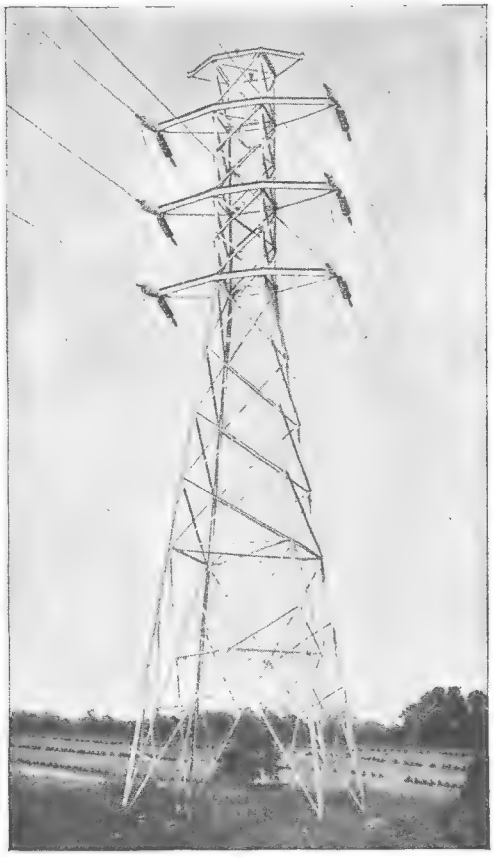


Abb. 87. Abspann-Zwischenmast mit Abspannketten und Erdungsseilen. Pennsylvania Water and Power Co.

einzelner Maße lediglich in bezug auf Durchschlagsfestigkeit und Überschlagsspannung allmählich verbessert worden. Über die Wirkung und die zweckmäßige Form der Zwischenmäntel herrschen noch ziemlich unklare Vorstellungen; eine eingehende wissenschaftliche Prüfung dieser und der damit zusammenhängenden Fragen wäre eine lohnende und dankbare Aufgabe.

Für Stützisolatoren haben die sogenannte Deltaform und die dieser nachgebildeten Formen die größte Verbreitung erlangt. Die alte Deltaglocke (niedrig und breit) ist zugunsten einer höheren und schmaleren aufgegeben und seit ca. zehn Jahren fast unverändert geblieben. Neuerdings wird der innere Mantel weiter nach außen gebogen, um den Abstand von der Stütze zu vergrößern.

Andere Formen, bei denen Rillen statt der Zwischenmäntel angewandt wurden, sind verhältnismäßig wenig verbreitet, trotzdem gute Erfahrungen auch mit solchen vorliegen.

Isolatoren mit Metallmantel, denen ein Schutzring gegenübersteht, haben sich bis jetzt nur wenig eingeführt.

Im Interesse gleichmäßiger Herstellung und besseren Brandes des Scherbens werden größere Isolatoren, etwa von 10000 V aufwärts, in der Regel zwei- oder mehrteilig hergestellt. Häufig werden durch zu kleine Bemessung der Isolatoren schwerwiegende Fehler gemacht. Laboratoriumsversuche dürfen für die Auswahl der Type allein nicht herangezogen werden und die auf diese bezüglichen Garantien der Fabriken haben nur relativen Wert; insbesondere gibt die Höhe der Überschlagsspannung und die Durchschlagsfestigkeit keinen Maßstab für die richtige Wahl. Besser schon ist es, den Beginn der Glimmlichterscheinung bei trockner und

Abb. 88. Tragmast der Inawaschiro Hydro Electr. Co. Tokio für 2 Drehstromleitungen und 1 Erdungsseil. Gespreizte Ausführung.

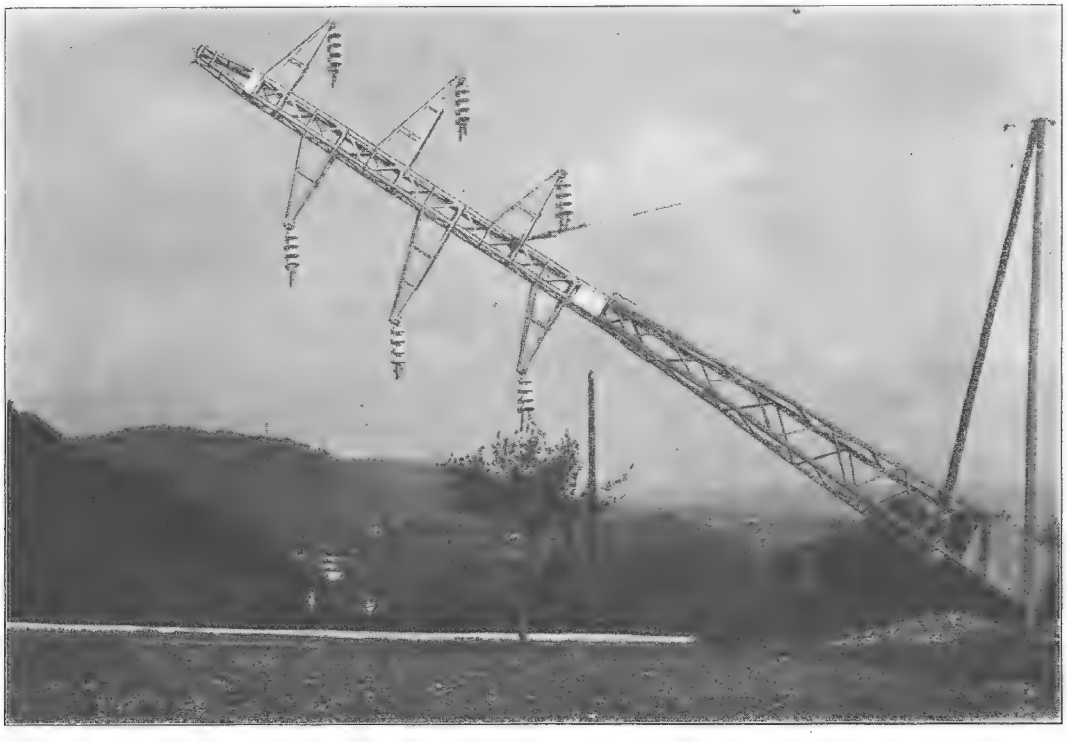


Abb. 89. 70000 V-Leitung Anwil-Bottmingen. Aufrichten eines Abspannmastes. B.B.C.

Regen-Prüfung für die Bemessung zugrunde zu legen; außerdem diene als Regel, daß der Sicherheitsgrad bei mäßigen Spannungen wesentlich höher sein muß als bei hohen; über das Wieviel fehlt es allerdings gleichfalls noch an zuverlässigen Angaben. In der A. E. G. hat sich die Praxis herausgebildet, den Sicherheitsgrad für 10000 V ebenso wie bei den Stützisolatoren zu 4,5 bis 5, für 30000 V zu 3, für 50000 V zu 2,5 und für 100000 V zu 1,75 bis 2 zu wählen. Auch für die Feststellung des anzuwendenden Sicherheitsgrades wäre die systematische Untersuchung angebracht.

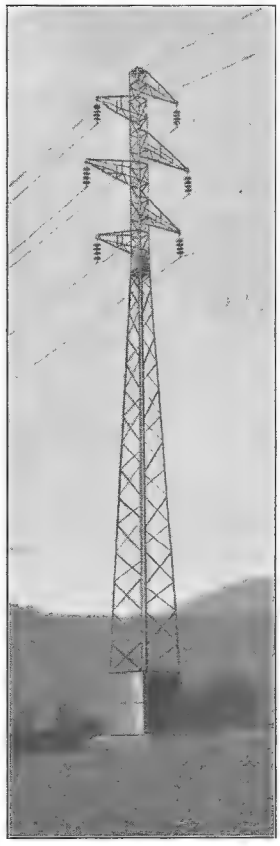


Abb. 90. 70000 V-Leitung Anwil-Bottmingen.
Tragmast. Die mittlere Leitung auf jeder Seite des Mastes an längerer Traverse, damit die Leitungen beim Hochschnellen nicht zusammenschlagen, wenn Rauhreif von der unteren Leitung plötzlich abfällt. B.B.C.

Im allgemeinen werden in Amerika und Deutschland von 50000 V aufwärts Hängeisolatoren bevorzugt, obwohl die Mehrkosten der Leitungsanlage für 50000 V 5 bis 10 Proz. ausmachen. Anderseits sind noch neuerdings einzelne Anlagen, z. B. in Italien eine Fernleitung bei Neapel (Pescara) für 80000 V, mit Stützisolatoren ausgerüstet.

Die für Hängeisolatoren anzuwendende Form steht im engen Zusammenhang mit der Konstruktion der Befestigungsglieder (vgl. Abb. 97). Die Hewlett-Type und die sogenannte verbesserte Hewlett-Type haben den Vorteil, daß die Kette zusammenbleibt, wenn ein Glied zerbricht; sie hat dagegen den Nachteil höherer elektrostatischer Beanspruchung des Materials an denjenigen Stellen, wo die scharfen Kanten der Verbindungs-Seile oder -Bänder mit dem Porzellan in Berührung kommen. Die Zahl der Kettenglieder wird in der Regel so gewählt, daß eins mehr, als für die Spannung unbedingt erforderlich, angewandt wird. Ist beispielsweise jedes Glied für 25000 V bemessen, so werden für 100000 V fünf Glieder eingebaut. Es darf dabei jedoch nicht außer acht gelassen werden, daß die Verteilung der Spannung über die einzelnen Kettenglieder, insbesondere bei höheren Spannungen, durchaus nicht gleichmäßig erfolgt, und die Erfahrung zeigt, daß die Glieder in der Nähe der Befestigungsstellen leichter durchschlagen als die anderen. Es liegt deshalb nahe, für höhere Spannungen Ketten zu verwenden, deren Glieder abgestuft sind. Bezüglich bruchsicherer Aufhängung an Hängeisolatoren vgl. Abb. 98—101.

Große Unbequemlichkeiten für den Aufbau der Stützisolatoren bringt die heute noch vorhandene Willkür in ihren Abmessungen. Es würde vielleicht eine dankbare Aufgabe für den Verband Deutscher Elektrotechniker sein, wenigstens für Isolatorenstützen mäßiger Spannung Normalien zu schaffen.

e) Spreizung. Lassen die örtlichen Verhältnisse die Aufstellung weitgespreizter Maste zu, so sind diese enggespreizten vorzuziehen, weil sie billiger werden, infolgedessen darf auch die Spannweite (vgl. diese S. 97) bei ersteren etwas kleiner sein als bei letzteren. Handelt es sich um Leitungen mäßiger Spannung, die meistens an Straßenrändern errichtet werden, so steht ohnehin selten genügend freier Raum zur Aufstellung weitgespreizter Maste zur Verfügung. Aber auch bei Leitungen höherer Spannung, die unter Vermeidung der Landstraße quer durch die Felder verlegt werden, begegnet man großen Schwierigkeiten, weil die Bestellung der Felder zu sehr behindert wird; enggespreizte Maste lassen sich leicht an den Grenzen der Äcker so aufstellen, daß ein Hindernis nicht eintritt.

f) Befestigung im Erdboden. Sobald einfaches Eingraben der Maste und Feststampfen im Erdboden nicht mehr ausreicht, um das durch den freien Spitzenzug ausgeübte Drehmoment aufzunehmen, werden besondere Maßnahmen nötig, die früher fast ausschließlich in der Herstellung eines betonierten Fundamentes bestanden (Abb. 68, 76, 78, 104). Neuerdings will man Betonfundamente möglichst vermeiden, weil ihre Herstellung teuer wird und die Fertigstellung der Anlage verzögert, und bildet demgemäß besondere Mastfüße aus. Zwischenmaste, die wesentlich nur in der Richtung senkrecht zur Leitung beansprucht werden, erhalten deshalb in

Abb. 91. Schwierige Eckmasten in hügligem Gelände, doppelte Abspannketten. Great Falls Power Co., Montana.

der Breite größere Spreizung (Abb. 72, 95, 102). Sind die Kräfte noch verhältnismäßig klein, so genügt bei diesen manchmal eine Vergrößerung des Kantenwiderstandes durch vorgelegte Holzschwellen, armierte Betonplatten oder ähnliches, die am Fuße des Mastes und dicht unter der Erdoberfläche angebracht werden (Abb. 68, 82, 83, 95). Reicht dieses Mittel nicht aus, so führt die Vergrößerung der Spreizung unter der Erdoberfläche und Aufnahme der Kräfte durch angeschraubte plattenförmige Körper (U-Eisen, Zores-Eisen, armierte Betonplatten und ähnliches) zum Ziele (Abb. 96); manchmal wird auch eine Aufteilung des Fußes in Einzelfüße zur Erreichung desselben Zweckes angewandt. Bei weitgespreizten Masten läßt sich die Fundierung entsprechend leichter ausführen, weil der Mast selbst Füße erhalten kann, die dann einzeln fundiert werden (Abb. 102 u. 103). Handelt es sich um

Aufstellung besonders schwerer Maste, so wird der Mastfuß zunächst fertig fundiert, darauf wird der liegende Mast einseitig drehbar an dem Fuß befestigt und dann hoch gerichtet (Abb. 89, 105 u. 106). Leitungsanlagen, für die Überseetransport oder weite Landtransporte in Betracht kommen, werden erst an Ort und Stelle zusammengesetzt. Macht die Beschaffung geschulter Arbeitskräfte Schwierigkeiten, so empfiehlt es sich, von Vernietung abzusehen und alle Teile erst an Ort und Stelle zu verschrauben. Eckmaste und Abspannmaste verlangen entsprechend kräftigere Fundierung, die in der Regel in Beton ausgeführt wird; doch genügt auch bei diesen häufig die Ausbildung besonderer Mastfüße.

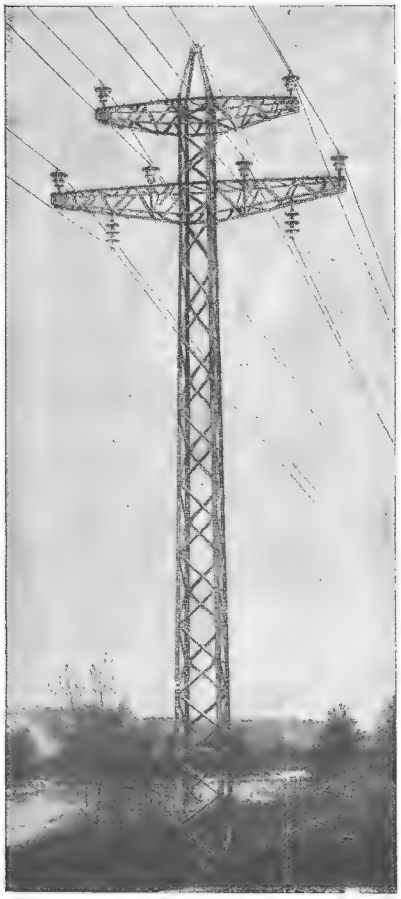


Abb. 92. Gitterträger mit Stütz- und Hängeisolatoren mit Erdungsseil. Sanitary District of Chicago.

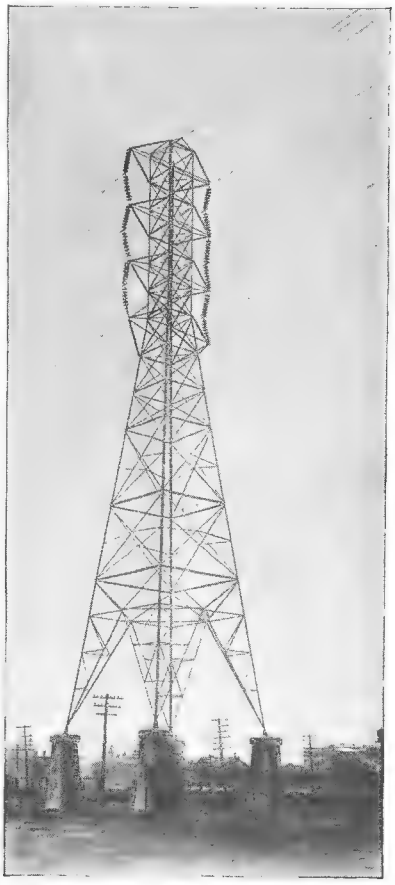


Abb. 93. Vierfüßiger Eckmast mit doppelten Abspannisolatoren auf Beton-Fundamenten. Hydro Electric Power Commission of Ontario.

g) Erdungsseile. Durch den geerdeten Leiter will man folgendes erreichen:

1. Möglichsten Schutz der Hochspannungsleitungen gegen atmosphärische Elektrizität;
2. Abschwächung der Wirkung von Überspannungserscheinungen;
3. zuverlässige Erdung aller Eisenmaste, Stationen usw.;
4. Vermeidung schleichender Isolationsfehler durch Anschluß der Isolatorenträger an das Erdungsseil;
5. gegenseitige Verankerung der Maste besonders bei Weitspannsystem;
6. Verminderung des störenden Einflusses der Hochspannungsleitungen auf Post- und Eisenbahnleitungen.

Zu 1. Ist der geerdete Leiter in genügender Entfernung über den Leitungen verlegt, dann darf man wohl mit Recht annehmen, daß er die darunter befindlichen Konstruktionsteile in ähnlicher Weise wie der gewöhnliche Blitzableiter schützt. Es kann hiernach unter Befolgung der gleichen Grundsätze wie für diese nötig werden, mehrere geerdete Seile über den Leitungen zu spannen.

Der geerdete Leiter bewirkt ferner bei Höhenunterschieden im Gelände einen Ausgleich der elektrischen Spannungen in der Luft; er vergrößert außerdem die Kapazität der Leitungen gegen Erde und wirkt somit in ähnlicher Weise wie ein Kondensator.

Es ist zu beachten, daß die Erdungsseile alle 300 bis 400 m geerdet werden müssen.

Zu 2. Nach den Untersuchungen von Petersen („ETZ" 1913, S. 239) wird der Arbeitsinhalt von Wanderwellen durch die Verwendung von Schutzleitungen um etwa 50 Proz. verringert, ferner wird die Höhe der Überspannungen durchschnittlich um 40 Proz. vermindert. Die in der Praxis gemachten Erfahrungen bestätigen dieses Verhalten, da in Anlagen mit Blitzschutzseilen mit einer geringeren Anzahl von Isolatorendurchschlägen gerechnet werden darf, als selbst in solchen, die nicht geerdete Isolatorenstützen besitzen.

Zu 3. Im Falle des Auftretens von Isolatorenfehlern können die der Berührung zugänglichen Konstruktionsteile der elektrischen Apparate gefährliche Spannungen gegenüber der nächsten Umgebung annehmen. Man sucht diese Gefahr durch Erdung der Konstruktionsteile zu vermeiden und erreicht in der Tat auch genügenden Schutz, wenn die Erdung wirklich gut ausgeführt ist und dauernd in gutem Zustande erhalten wird. Da die Erdungen jedoch wegen der wechselnden Grundwasserverhältnisse und der Abnutzung der Erdungen selbst nicht konstant bleiben, müssen sie in bestimmten Zeiträumen nachgesehen werden. Können sie an ein gemeinsames Erdungsseil angeschlossen werden, so wird hierdurch eine ungleich höhere Sicherheit gewährleistet. Eine einzelne, weniger gute Erdung wird nicht mehr gefährlich werden können. Die Verwendung eines gemeinsamen Erdungsseiles wird zur Notwendigkeit, wenn es sich darum handelt, größere Stromstärken zur Erde abzuleiten.

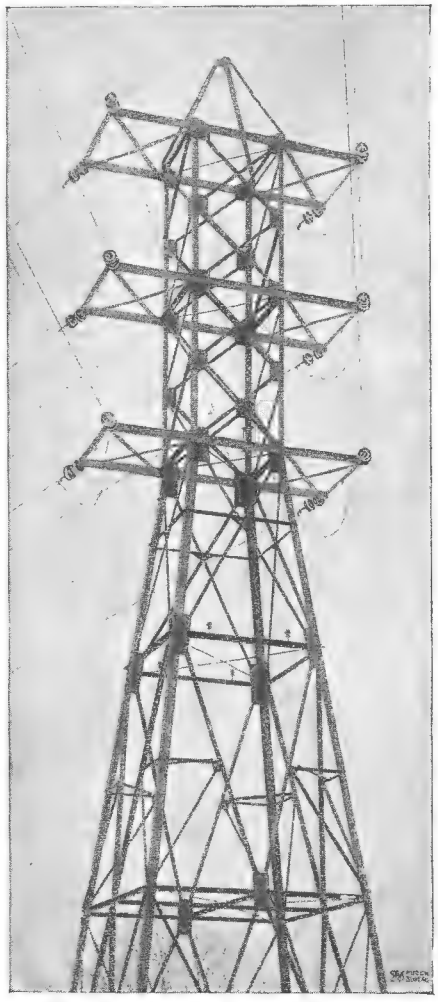


Abb. 94. Eckmast für eine Spannweite von ca. 400 m mit Erdungsseil. Schenectady Power Co.

Es dürfte als allgemein bekannt gelten, daß man eine Drehstromhochspannungsanlage ohne Störung weiter betreiben kann, wenn eine Phase an Erde liegt, vorausgesetzt, daß die über den Erdschluß zur Erde fließende Stromstärke nicht so hoch wird, daß die Automaten auslösen. Dies ist nur dann der Fall, wenn die Ausdehnung der elektrischen Anlage im Verhältnis zur Leistung der Zentrale groß ist, oder wenn gleichzeitig größere Kabelstrecken angeschlossen sind. Tritt Erdschluß ein, so fließt ein bestimmter nur von der Ausdehnung der Anlage (nicht von der Leistung

der Zentrale) abhängiger Strom durch die Schutzerdung, der so lange andauert, bis die Störung gefunden und beseitigt worden ist. Die zur Ableitung des Erdschlußstromes in Anspruch genommene Erdung darf sich aber während dieser Zeit nur wenig ändern, wenn die zufällige Berührung von Eisenteilen nicht gefahrbringend werden

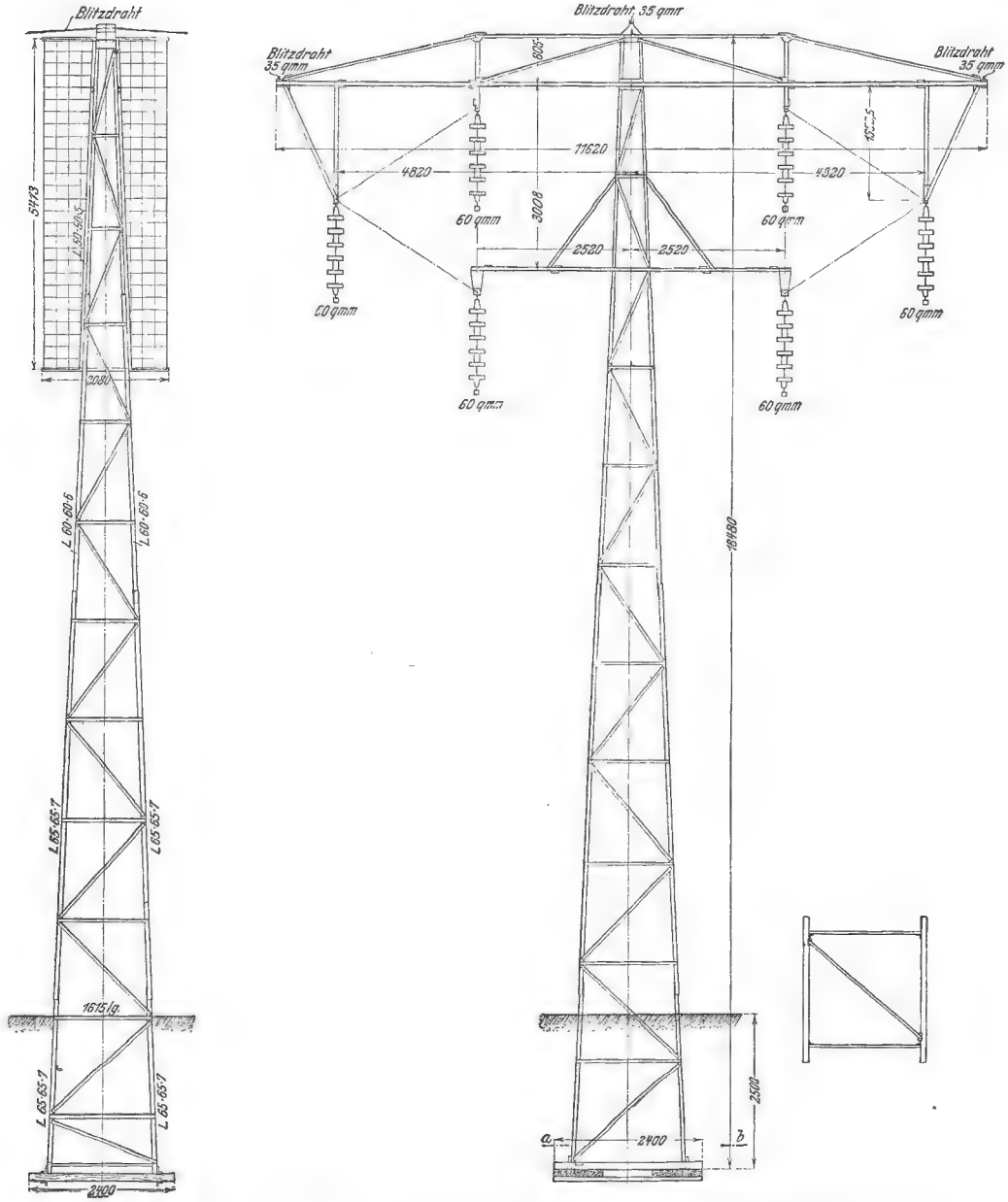


Abb. 95. Kraftwerk Vereeniging. Zwischenmast für 2 Stromkreise, 80 000 V. Schutznetz für die Arbeiter.

soll. Dies ist eine der Hauptforderungen, die an eine zuverlässige Erdung gestellt werden muß; sie wird durch Anwendung eines Erdungsseiles am sichersten erreicht.

Es ist nun lediglich eine Kostenfrage, ob man jede einzelne Erdung für die volle Erdschlußstromstärke bemessen oder ob man die in der Nähe befindlichen Erdungen durch Anbringung eines Erdseiles mit heranziehen will. Um sie zu beur-

teilen, muß man sich naturgemäß Aufschluß über die für jede einzelne Erdung erforderlichen Maße verschaffen. Zunächst ist die Erdungsstromstärke festzulegen.

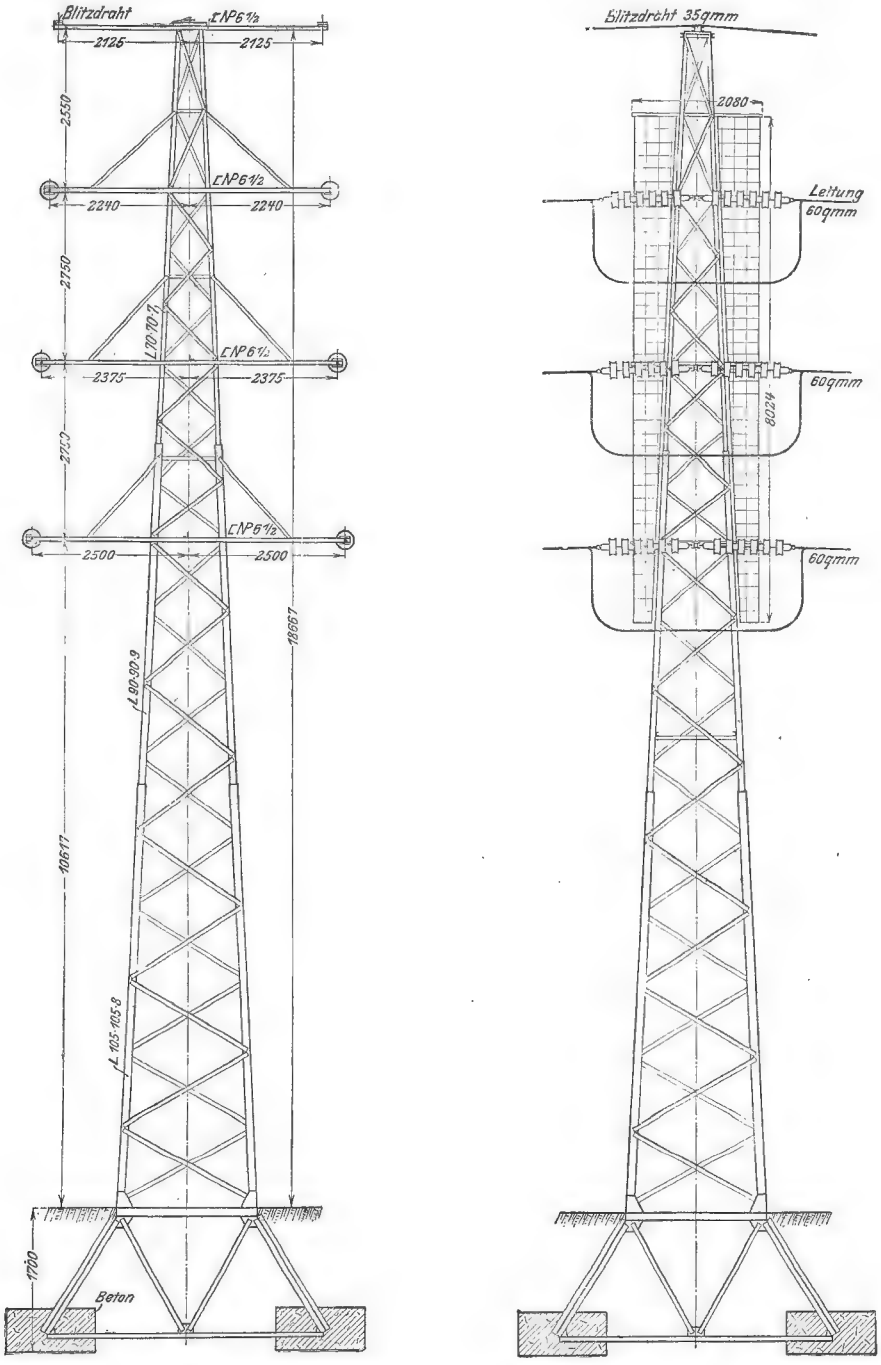


Abb. 96. Kraftwerk Vereeniging. Abspannmast für 2 Stromkreise, 80 000 V; an den Abspannmasten wird gleichzeitig eine Verdrillung der Leitungen vorgenommen. Schutznetz für die Arbeiter.

Nach Messung in ausgeführten Anlagen kann man annähernd mit einer Stromstärke von $^1/_3$ Amp pro 100 km und pro 1000 V für Freileitungen rechnen. Die Größe der Stromstärke ändert sich etwas mit der Größe der Isolatoren und mit

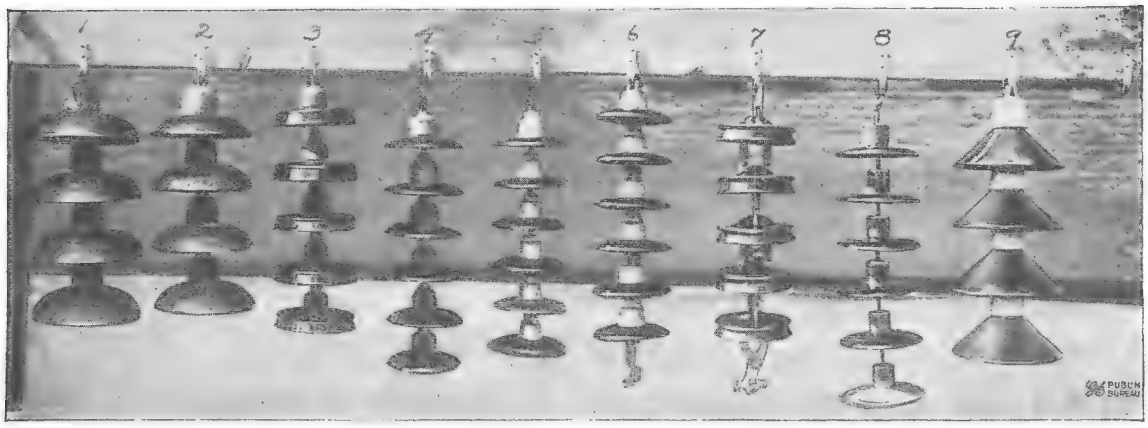


Abb. 97. Amerikanische Typen von Hängeisolatoren.

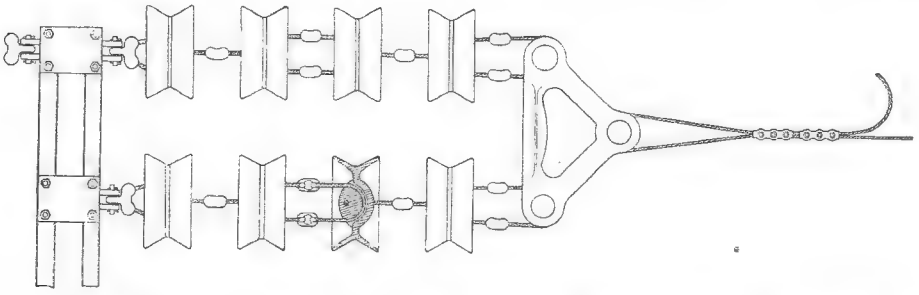


Abb. 98. E.W. Westfalen. Bruchsichere Abspannung einer Leitung an zwei Ketten von Abspann-Tellerisolatoren; Verbindungsteile und Befestigungsklemme aus Bronze; leichte Auswechselbarkeit jedes Teiles. A.E.G.

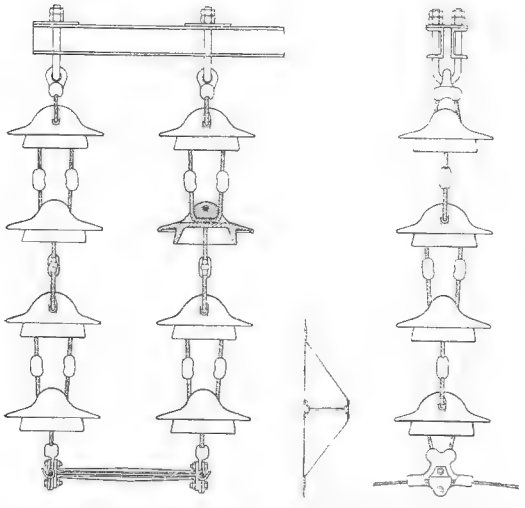


Abb. 99. E.W. Westfalen. Bruchsichere Aufhängung einer Leitung an zwei Ketten von Hängeisolatoren; Verbindungsteile und Befestigungen aus Bronze; leichte Auswechselbarkeit jedes Teiles A.E.G.

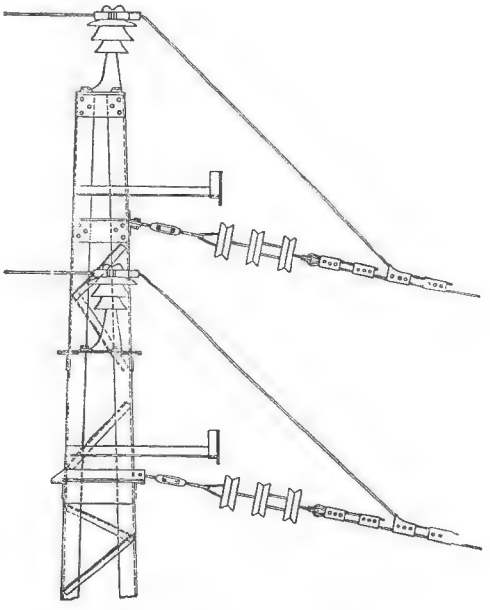


Abb. 100. Konstruktion einer Endabspannung. General Electric Co.

dem Vorhandensein von Erdungsseilen. Sind Kabelstrecken mit an die Freileitungsanlagen angeschlossen, so kann man annähernd mit einer Erdschlußstromstärke von 12 Amp pro 100 km Kabel und pro 1000 V rechnen. Unter Annahme eines höchst zulässigen Spannungsabfalles von 250 V zwischen Erdleitung und Erde (Höchstspannung von Niederspannungsanlagen) ist hiernach der zuverlässige Gesamtwiderstand der Erdung rechnerisch leicht zu ermitteln und nach Herstellung der Erdung durch Messung kontrollierbar.

Handelt es sich um viele Erdungen, so wird man die einzelnen kaum unter 10 Ohm herstellen wollen, weil ihre Ausführung sonst zu teuer wird, bzw. es ist zweifellos vorteilhafter, den verlangten geringen Widerstand durch Anschluß an ein durchgehendes Erdungsseil zu erreichen, das den Widerstand leicht auf 2 bis 3 Ohm herabzuziehen erlaubt.

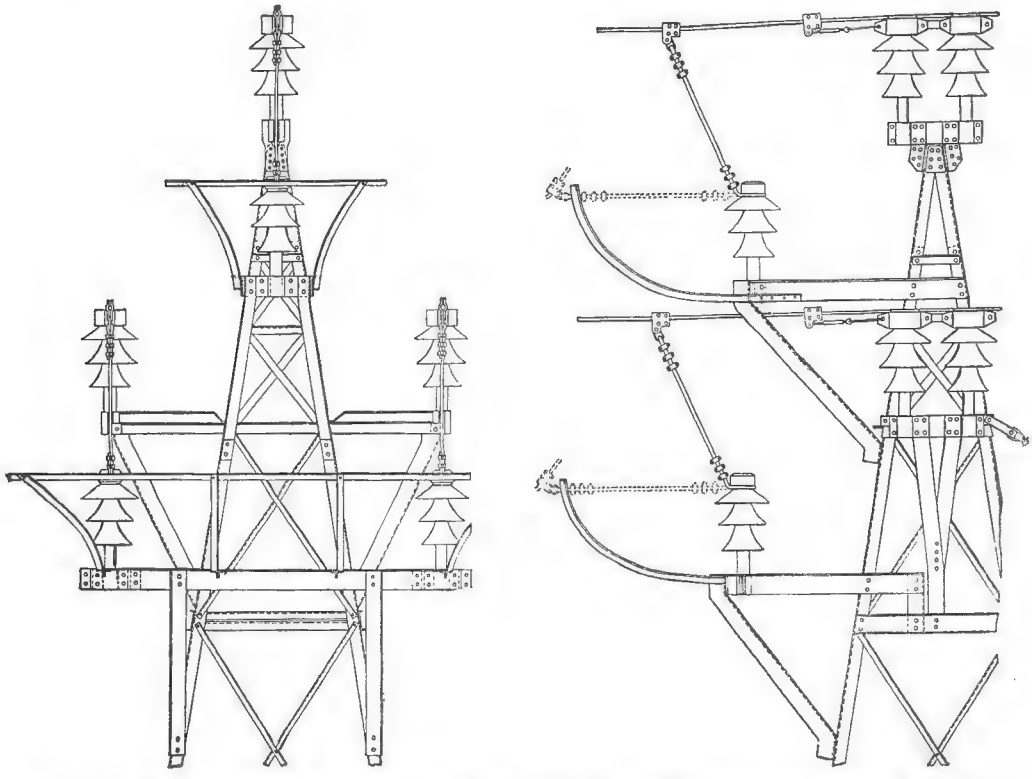


Abb. 101. Einrichtung für automatische Erdung bei Bruch der Leitung. General Electric Co.

Sollten die Erdungen in einer Anlage aus irgend einem Grunde nicht mehr zuverlässig sein, so kann man die betreffende Phase durch Ölschalter an Erde legen, sobald in der Zentrale Erdschluß festgestellt wird. Hierdurch werden die Gefahren infolge Berührens der fehlerhaften Erdleitung ganz beseitigt. Die Vornahme einer solchen Schutzerdung kann auch automatisch erfolgen. Mittels eines elektromagnetischen oder elektrostatischen Relais werden einphasige Ölschalter so betätigt, daß die schadhafte Leitung in dem Bruchteil einer Sekunde geerdet und fast sofort wieder von Erde getrennt wird. War die Erdung durch einen Lichtbogen entstanden, so wird dieser durch die vorübergehende Erdung gelöscht. Besteht der Erdschluß nach Öffnung des Erdungsschalters weiter, so wird dieser sofort wieder betätigt und legt nunmehr die schadhafte Leitung dauernd an Erde. Nach einem vorliegenden Bericht sollen auf diese Weise in einer Anlage 65 Proz. aller Störungen ohne Betriebsunterbrechung beseitigt worden sein.

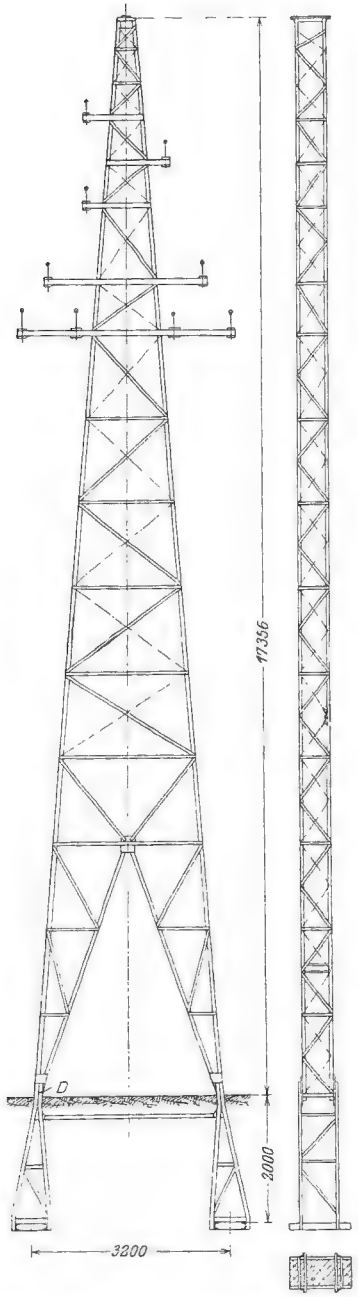


Abb. 102. E.W. Saarlouis-Wallerfangen. Tragmast, Höhe 17,3 m, 1250 kg Zug, 9 Leitungen an Stützisolatoren, 1 Erdungsseil. Spreizung senkrecht zu den Leitungen. Fundierung durch Eisenbetonplatten. Aufstellen durch Hochkippen um den Drehpunkt am Fuß. Jucho.

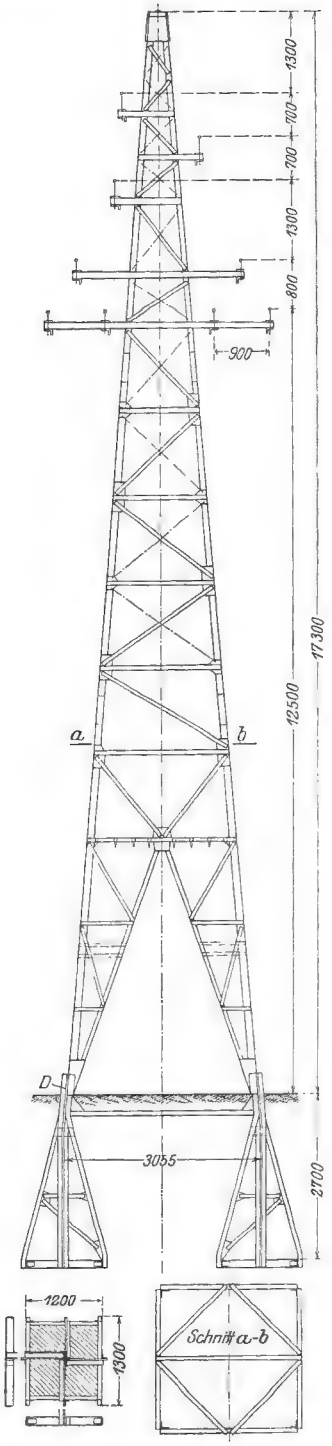


Abb. 103. E.W. Saarlouis-Wallerfangen. Quadratischer Eckmast, beide Richtungen gespreizt. Höhe 17,3 m, 10000 kg Zug, 9 Leitungen. Abstand der Leitungen 1,900 bzw. 1,200 m. Erdungsseil. Fundierung durch Eisenbetonplatten. Aufstellen durch Hochkippen um den Drehpunkt am Fuß. Jucho.

Zu 4. Bezüglich der besten Methode zur Beseitigung von Fehlern findet man noch vielfach verschiedene Ansichten, doch ist man im allgemeinen darin einig, daß schleichende Isolationsfehler am bedenklichsten sind. Um die Fehler überhaupt zu finden, bleibt häufig nichts anderes übrig, als sie auszubrennen. Sind alle Konstruktionsteile geerdet, so machen sich auch kleine Fehler sofort bemerkbar; wendet man die vorerwähnte Methode an, so kann man verhüten, daß die Anlage außer Betrieb kommt und daß größerer Materialschaden entsteht. Es kommt beispielsweise häufig vor, daß Holzmaste mit eingeschraubten Isolatorenstützen in Brand geraten, wenn ein Isolator schadhaft wird. Die vielfach übliche Erdung des Nullpunktes bewirkt allerdings, daß jeder Erdschluß die betreffende Leitung außer Betrieb setzt, wenn gleichzeitig die Isolatorstützen geerdet sind. Die Zukunft muß entscheiden, ob dauernde Erdung des Nullpunktes oder automatische Erdung fehlerhafter Phasen vorzuziehen ist. Ist in Niederspannungsnetzen ein geerdeter Nulleiter vorhanden, so empfiehlt es sich, diesen mit den zu schützenden Konstruktionsteilen zu verbinden, weil hierdurch die Abschaltung eines auftretenden Fehlers zuverlässig erreicht wird. Was in Hochspannungsnetzen somit oft nicht erwünscht erscheint, zeigt sich in Niederspannungsnetzen von großem Vorteil.

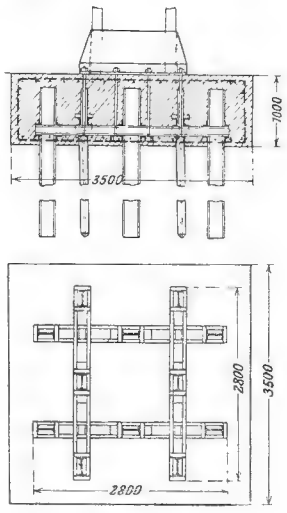
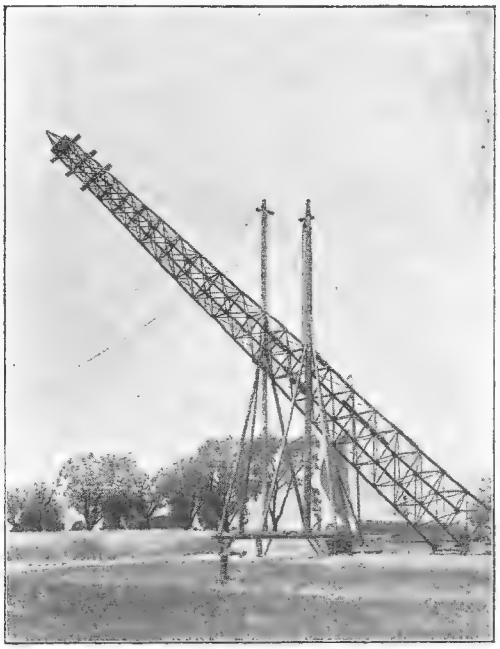


Abb. 104. Fundierung eines 21 m hohen Kreuzungsmastes (Allerkreuzung für Allerzentrale), Betonplatte auf Doppel-T-Trägern.

Zu 5. Die gegenseitige Verankerung der Tragmaste untereinander und mit den Abspannmasten erleichtert die Montage und verhütet, daß die Tragmaste umbrechen, wenn eine oder mehrere der Hochspannungsleitungen reißen.



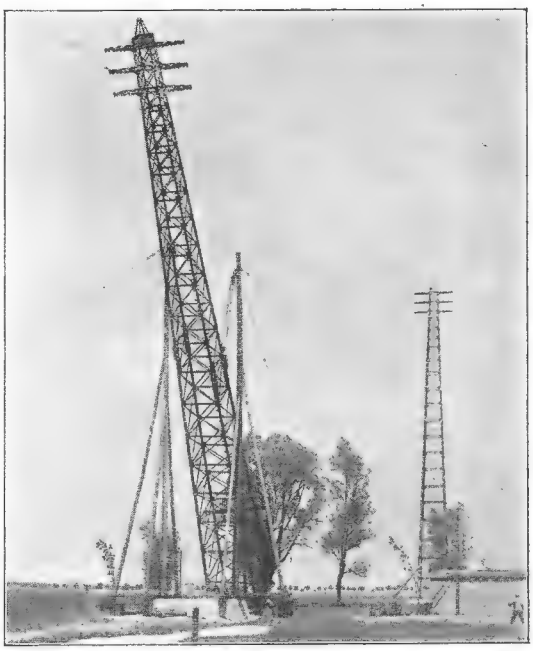


Abb. 105 und 106. Aufstellen eines hohen Überspannungsturmes nach fertiger Montage durch Hochkippen um einen festen Drehpunkt. Jucho.

Zu 6. Nach Untersuchungen von Brauns[1]) wird die Influenzspannung und der Influenzstrom kleiner, wenn sich in der Nachbarschaft der störenden Drähte zur Erde ableitende Körper, wie Bäume, Häuser, Blitzschutzdrähte usw., befinden. Ein Blitzschutzdraht, der über den Drehstromleitern verläuft, kann eine Verminderung der Influenzspannung und des Influenzstromes in einer benachbarten Schwachstromleitung bis auf 25 Proz. herbeiführen. (Vgl. auch „ETZ“ 1908, S. 382; „Archiv für Post und Telegraphie“ 1908, Nr. 22.)

5. Besondere Ausführungen.

(Abb. 107 bis 132.)

Abb. 107 bis 117 stellen Maste dar, die als Kreuzungsmaste für Wege, Post- und Telegraphenleitungen und Eisenbahnen besonders ausgebildet wurden.

Abb. 118 bis 120 desgleichen Maste für die Überspannung von Kanälen und Flüssen.

Abb. 121 bis 126 desgleichen für besonders große Überspannungen.

Abb. 127 bis 129 besonders schwere Endmaste, wie sie zur Aufnahme vieler Leitungen vor der Einführung in die Schaltanlagen und Haupttransformatorenstationen verwendet werden.

Abb. 130 bis 132 besondere Ausführungen für die Aufnahme von Mastschaltern.

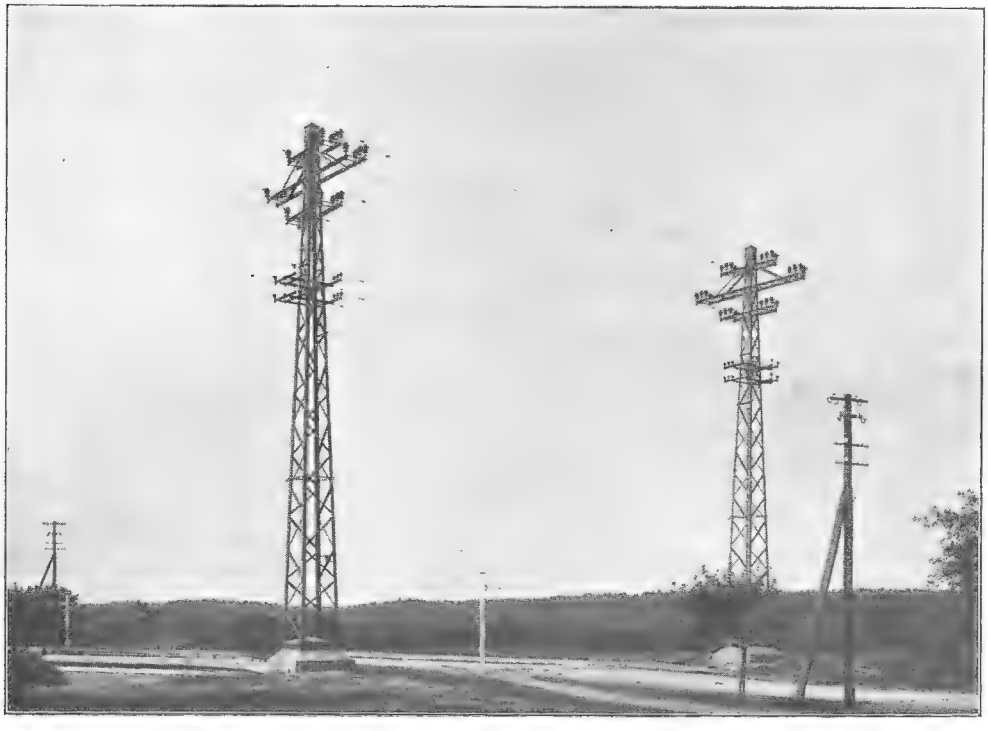


Abb. 107. Telephon-Kreuzung; 6 Leitungen mit bruchsicherer Aufhängung nach Klingenberg und 4 Telephonleitungen, 30 KV. Anlage Lübeck, Siemens-Schuckertwerke.

[1]) ETZ 1913, S. 117.

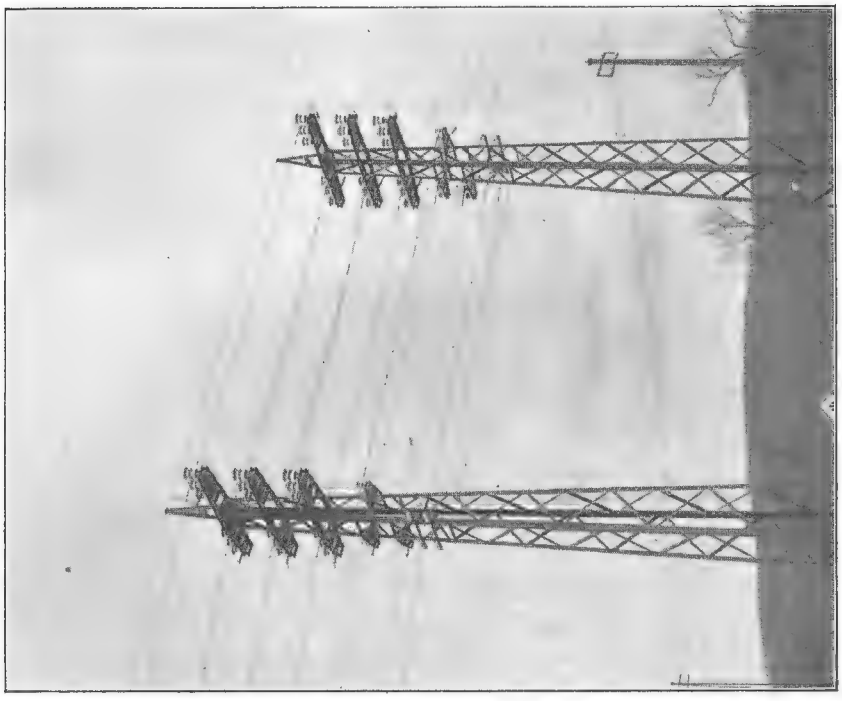


Abb. 109. Elbtalzentrale. Postkreuzung, 3 Drehstromleitungen von 40 000 bezw. 20 000 V. Bruchsichere Aufhängung nach Klingenberg. 2 Betriebstelephondrähte. A.E.G.

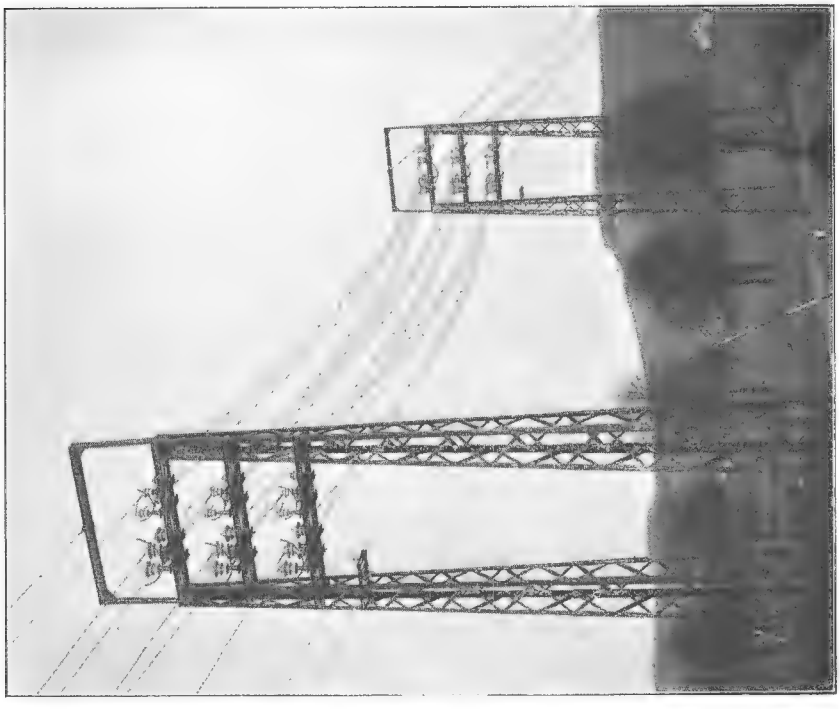


Abb. 108. Elbtalzentrale. Bahnkreuzung, bruchsichere Aufhängung mit Netzleiter nach Ulbricht, 2 Drehstromleitungen von 40 000 bezw. 20 000 V und Betriebstelephon. A.E.G.

Abb. 110. Kraftwerk Laufenburg. Bahn- und Telephon-Kreuzung, 6 Leitungen, bruchsichere Aufhängung nach Klingenberg an Stützisolatoren, 50 KV, 1 Erdungsseil. A.E.G.

Abb. 111. C.V. Gröba. Straßenkreuzung mit Schutznetz. Bergmann E.W.

Abb. 112. C.V. Gröba. Flußkreuzung einer Drehstromleitung. Bergmann E.W.

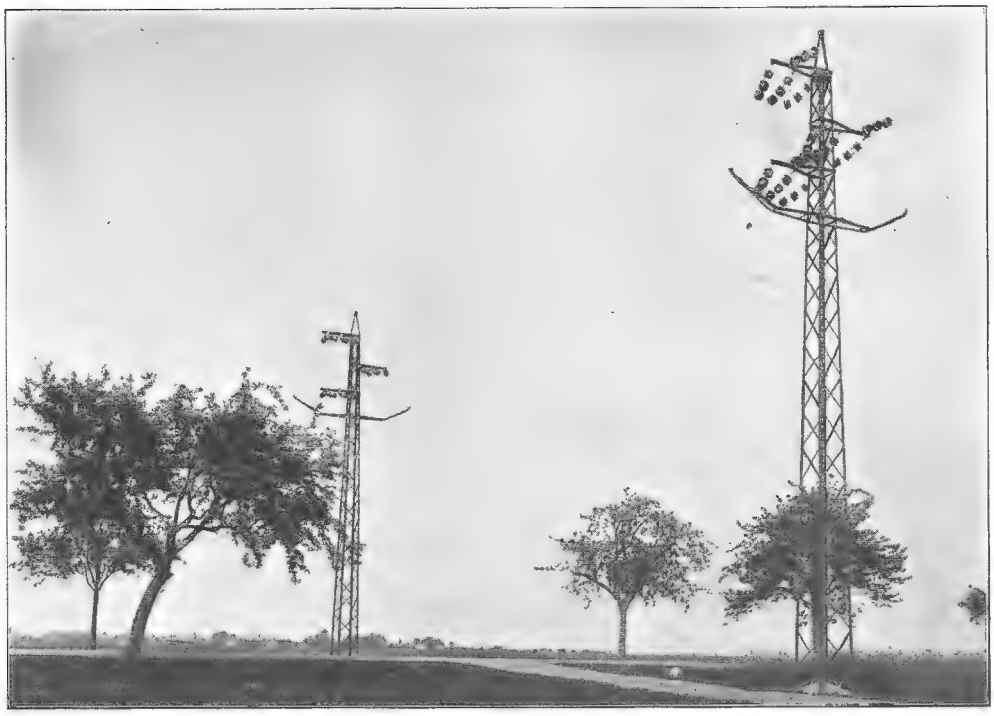


Abb. 113. Straßenkreuzung mit bruchsicherer Aufhängung an Abspannisolatoren. Bergmann E.W.

Abb. 114. Leitungsanlage der Inawaschiro Hydro Electr. Co. Tokio. Verstärkter Kreuzungsmast für 6 Hochspannungsleitungen und 1 Erdungsseil. Aufhängung an 3 Isolatoren, weitgespreizte Maste, interessante Ausbildung der Traversen.

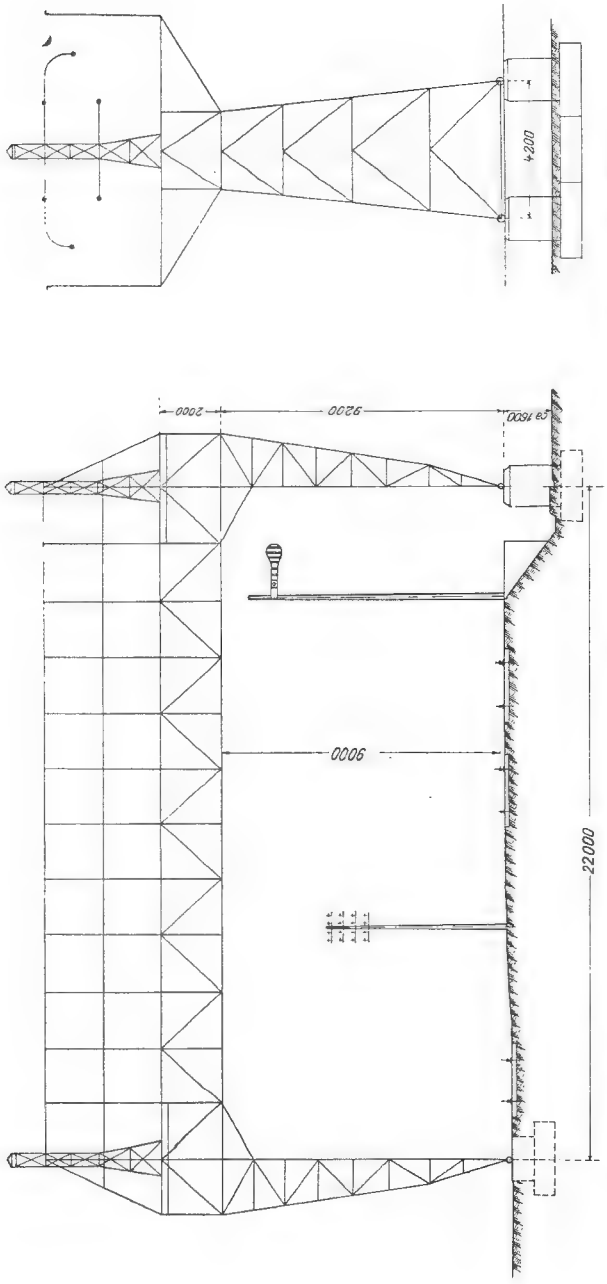


Abb. 115. Überführungsbrücke über Bahnkörper. Lichte Höhe über Schienenoberkante 9 m, Gesamthöhe 14 m. 6 Leitungen an Hängeisolatoren 100 000 V, 1 Erdungsseil. Teure Ausführung infolge zu weitgehender Vorschriften. Lauchhammer.

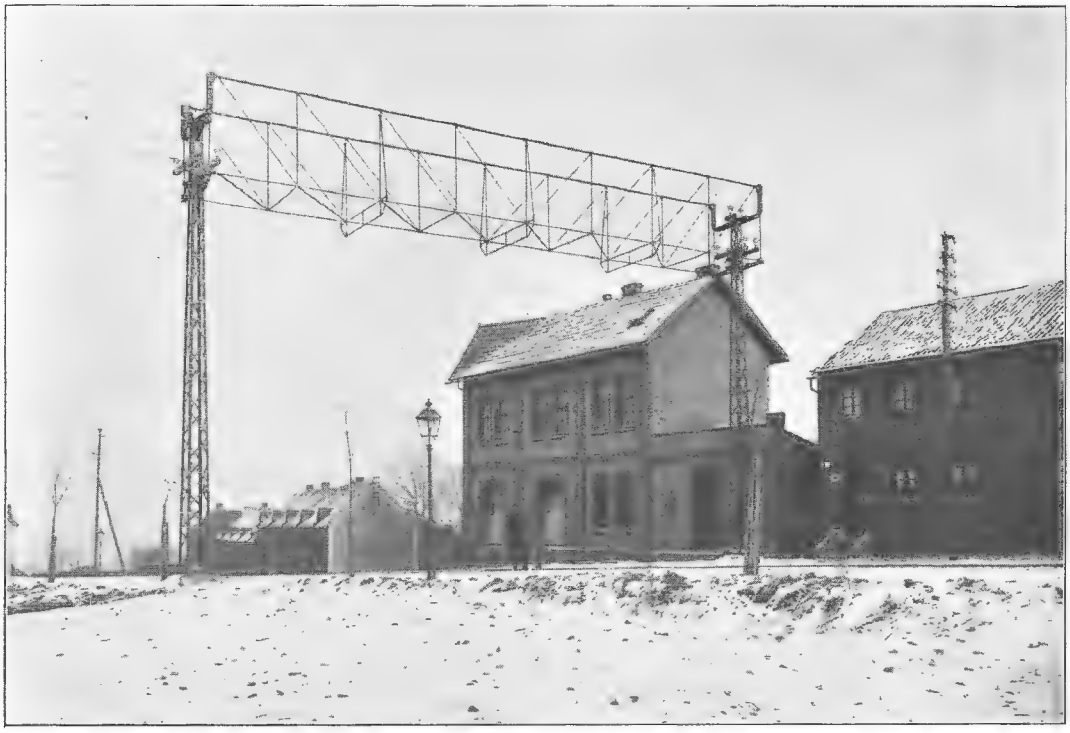


Abb. 116. Kreuzung von Reichstelegraphenleitungen. Statt eines Schutznetzes wurde eine Brückenkonstruktion aus Röhren verwendet, welche auf die Maste gelagert wurde. Die Brücke besteht aus Röhren von $^1/_2$, 1 und $1^1/_2$″, die mit Tempergußmuffen zusammengesetzt sind. B.B.C.

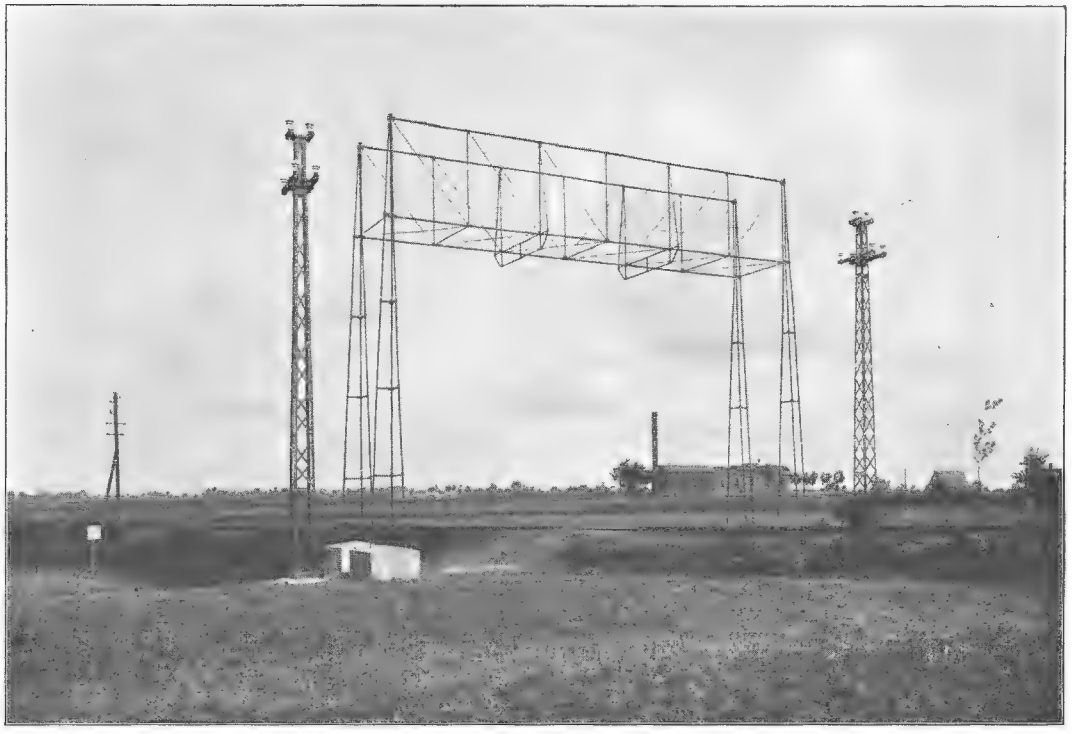


Abb. 117. Eisenbahnkreuzung. Freistehende Brücke aus verzinkten Röhren $^1/_2$, 1 und $1^1/_2$″, verbunden durch Tempergußmuffen. Die Leitungen sind an den Brücken nicht abgespannt, sondern frei durchgespannt. B.B.C.

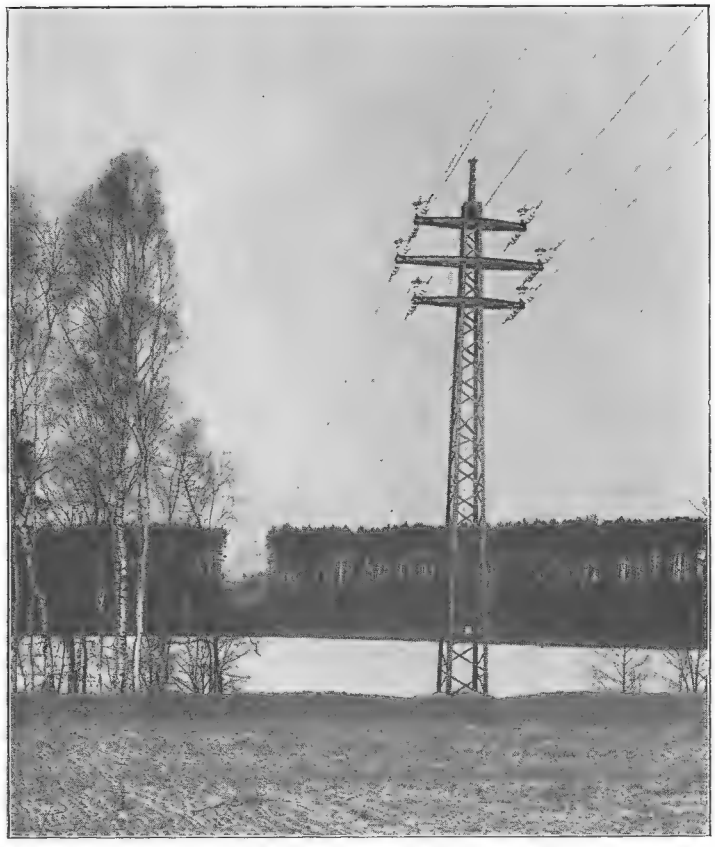


Abb. 118. Märkisches Elektricitätswerk. Kreuzung des Trebuser Sees. 2 Drehstromleitungen 40 000 V, ca. 300 m Spannweite. Beiderseitige Abspannung an Abspannisolatoren.

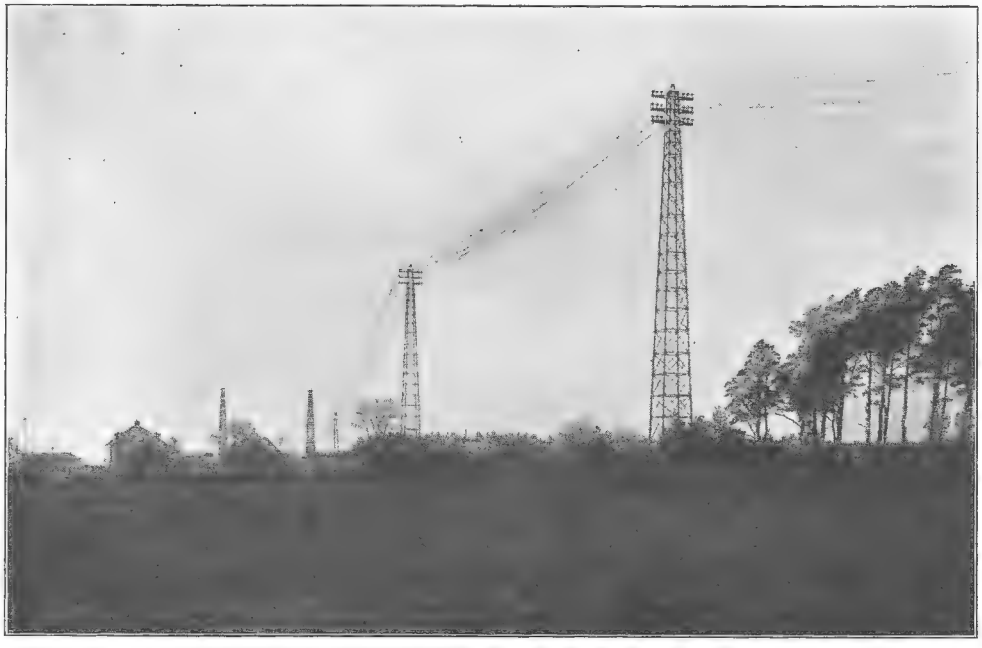


Abb. 119. Märkisches Elektricitätswerk. Havelkreuzung. 2 Drehstromleitungen 40 000 V, Erdungsseil, bruchsichere Aufhängung nach Klingenberg. Abspannen der Leitungen nicht an den Kreuzungstürmen, sondern an den nächstfolgenden Masten, ca. 200 m Spannweite.

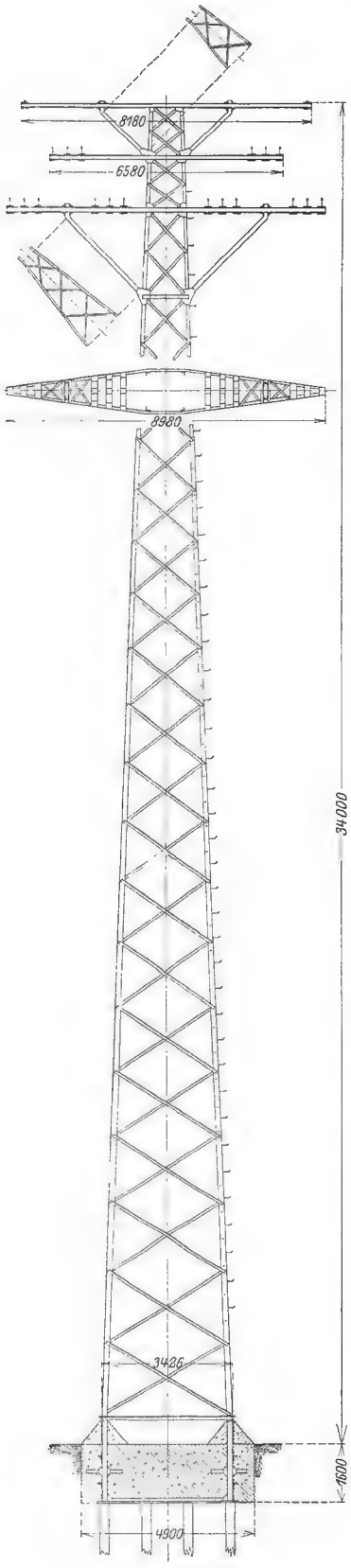


Abb. 120.

Abb. 120. Turm zum Abspannen der Leitungen an einer Oderkreuzung (Märkisches Elektricitätswerk). Höhe 37 m, 2800 kg Zug, 6 Leitungen mit dreifacher Aufhängung an Stützisolatoren. Abstand der Leitungen 2,40 m. 2 Blitzschutzseile, besonders starke Ausbildung der Traversen. Montage durch Hochkippen. Weserhütte.

Abb. 121. Tragturm für eine Flußkreuzung. U.C. Liebenwerda (A.E.G.). Höhe 68,5 m, 2000 kg Zug. Besteigung durch Leitern. 3 Leitungen mit bruchsicherer Aufhängung auf Stützisolatoren nach Klingenberg, 2 Telephonleitungen mit Doppelaufhängung, 1 Blitzschutzseil, Abstand der Leitungen ca. 3 m.

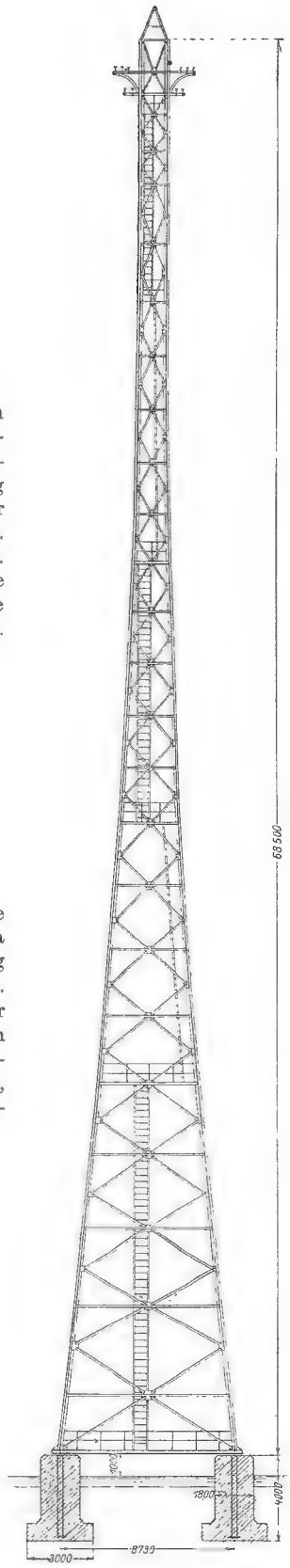


Abb. 121.

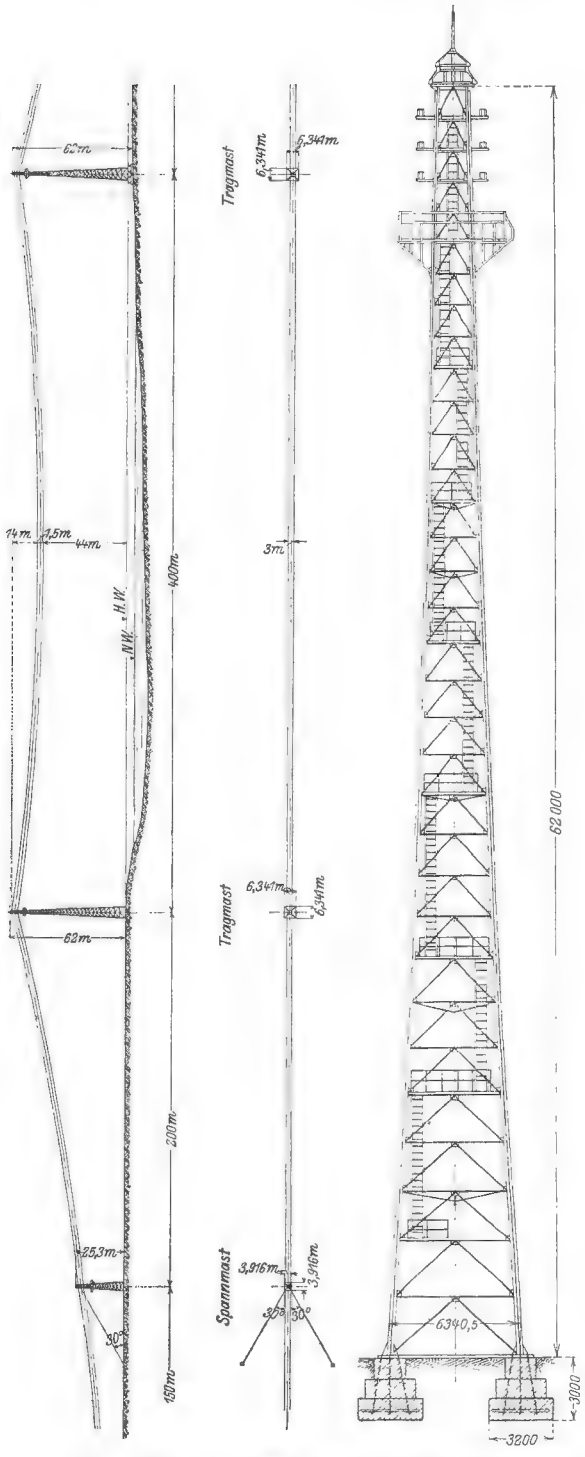


Abb. 122 u. 123. Tragturm für eine Rheinkreuzung (Projekt). Höhe 62 m, 3500 kg Zug senkrecht zu den Leitungen, 300 kg in Richtung derselben. Leitern und Podeste zum Besteigen des Turmes. 6 Leitungen auf Stützisolatoren, mehrfache Aufhängung zur Aufnahme des Zuges. Weserhütte.

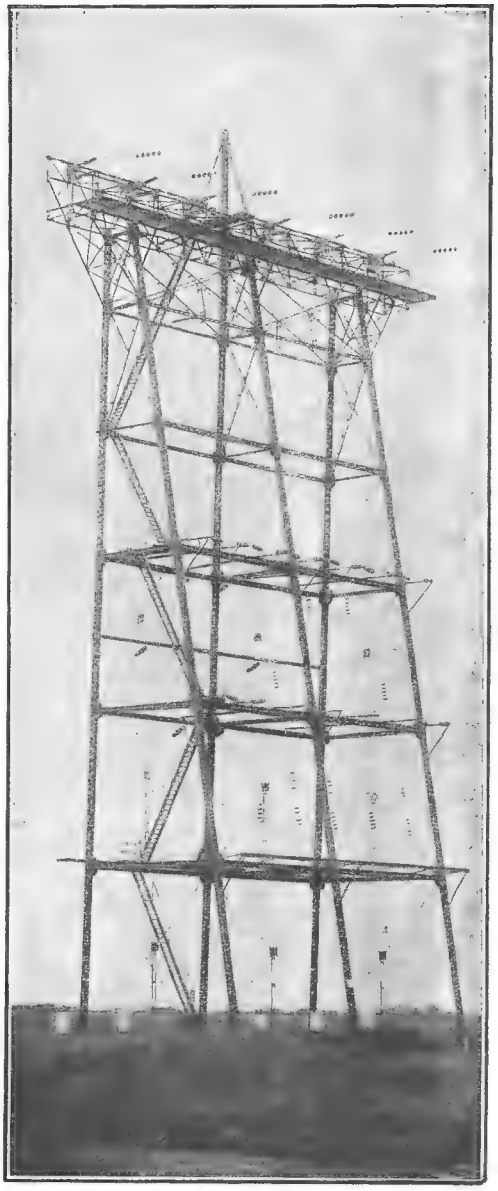


Abb. 124. Abspannmast für sehr große Spannweiten (Flußüberspannung). Die Leitungen werden durch isoliert aufgehängte Gegengewichte unter gleichmäßigem Zug gehalten. Great Western Power Co.

Abb. 125. Anlage Wiesmoor. Einskreuzung. Höhe 73 m, 2160 kg Zug, 3 Leitungen von je 25 qmm mit Dreifachaufhängung an Stützisolatoren, 30 KV, 2 Telephonleitungen von je 16 qmm, ein Prelldraht 30 qmm, Höchstdurchhang 17,4 m. Siemens-Schuckertwerke.

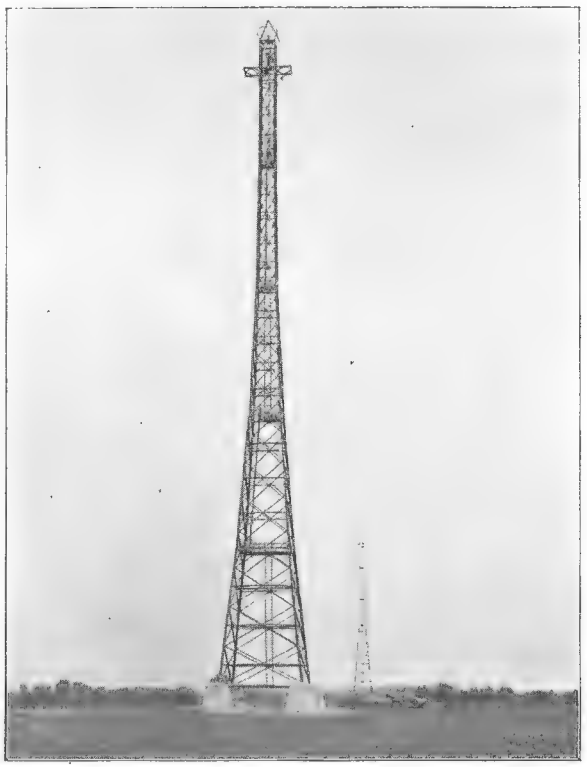


Abb. 126. U.C. Börde. Elbkreuzung bei Schönebeck. Höhe 51 m über Fundament, 2000 kg Zug, 365 m Spannweite. Siemens-Schuckertwerke. Jucho.

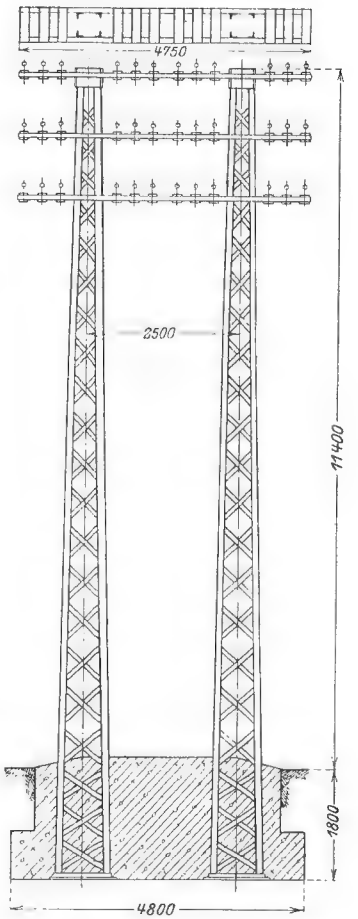


Abb. 127. Doppelter Kreuzungsmast, Höhe 12,8 m, bruchsichere Aufhängung nach Klingenberg an Stützisolatoren. Betonfundamente. Weserhütte.

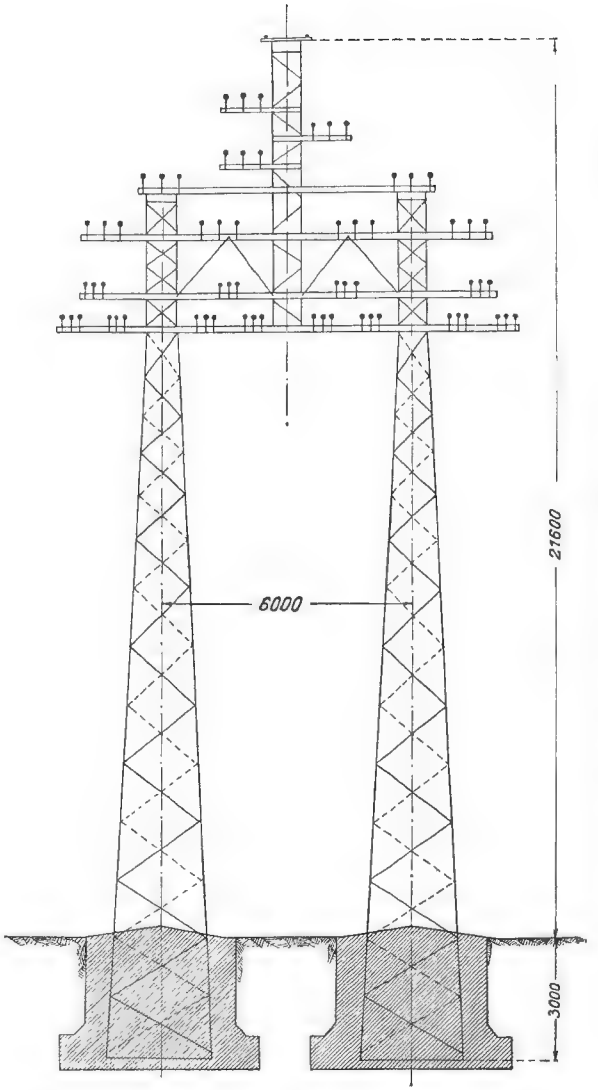
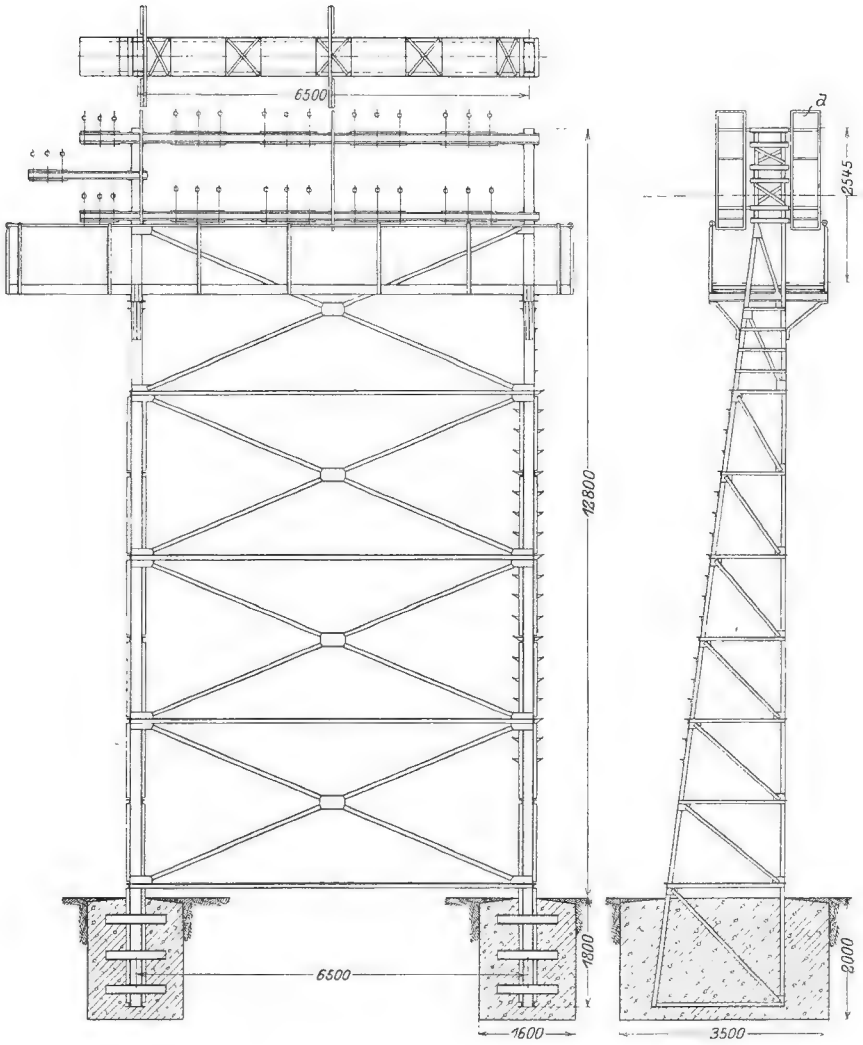


Abb. 128. Saarlouis, Buker & Co. Kreuzungs-Doppelmast für 7 Drehstromleitungen mit Dreifachaufhängung an Stützisolatoren, 2 Erdungsseile, Höhe 20,6 m, 20000 kg Zug. Jucho.



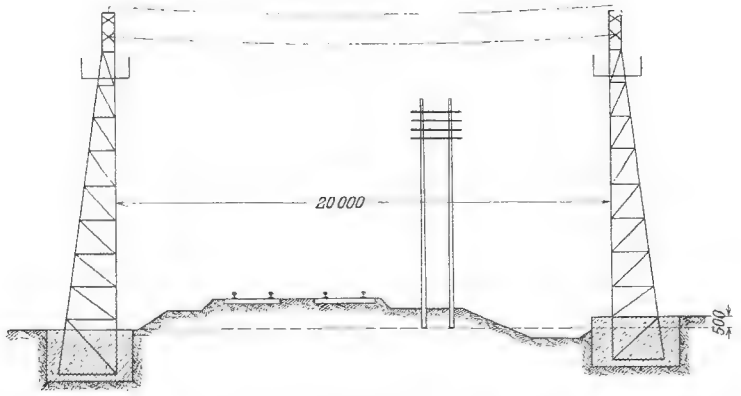


Abb. 129. Doppelter Kreuzungsmast, Höhe 12,8 m, Spannung 10 000 und 24 000 V, Schutzwand zwischen den Leitungen für die Montage. Weserhütte.

Abb. 131. Märkisches Elektricitätswerk. Mastschalter für 2 Drehstromleitungen.

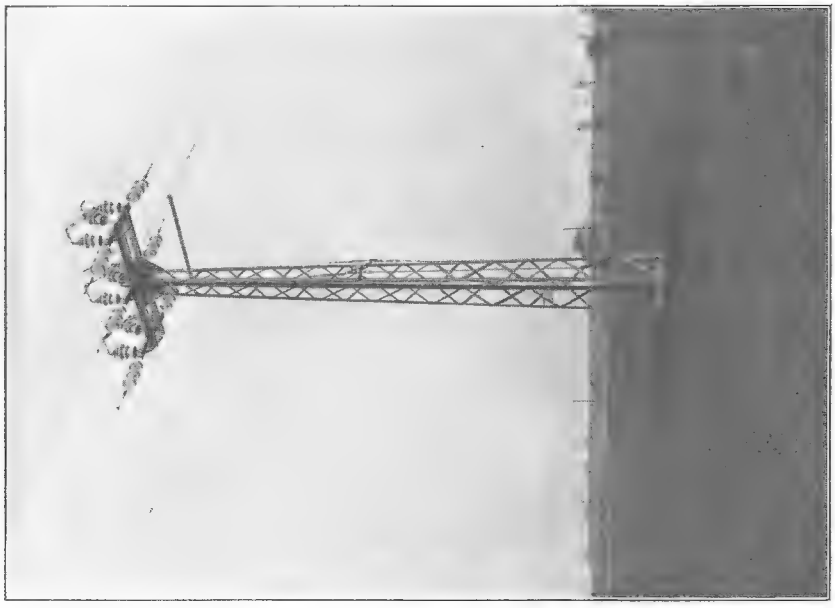


Abb. 130. Märkisches Elektricitätswerk. Mastschalter für eine Drehstromleitung 40 000 V, Betätigung durch Stahlseil, Abspannung der Leitungen an Tellerisolatoren.

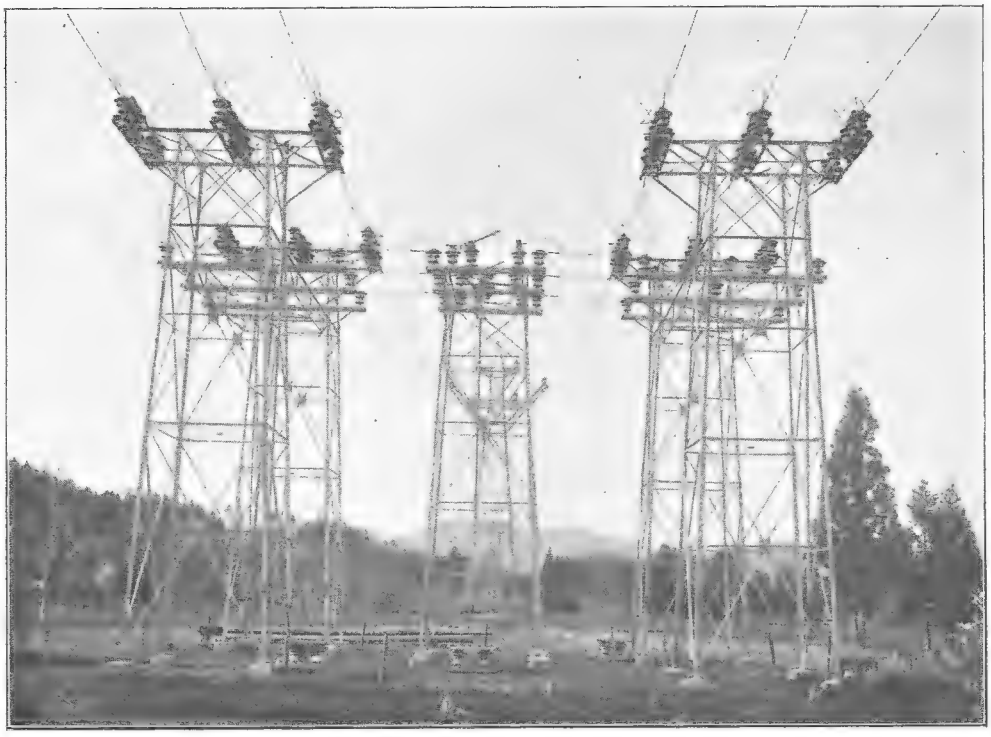


Abb. 132. Iwanaschiro Hydro Electr. Co. Tokio. Umschaltstation aus 5 Mastschaltern zur Umschaltung der Stromkreise.

6. Wirtschaftliche Spannweite.

Als die Übertragungsspannung infolge Anwachsens der Leistung und Länge elektrischer Transmissionen ständig gesteigert werden mußte, machte sich alsbald der Wunsch nach Verminderung der Stützpunkte geltend; die Betriebssicherheit erhöht sich nämlich fast in demselben Verhältnis, wie die Zahl der Stützpunkte abnimmt. Wenn es nun auch technisch keine Schwierigkeiten macht, mit der Spannweite auf sehr hohe Werte (500 m und darüber) zu gehen, so kommt man doch auf eine wesentlich tiefer liegende praktische Grenze, da der Durchhang für gleiche Materialbeanspruchung mit dem Quadrate der Spannweite wächst und die von den Tragmasten aufzunehmenden Zugkräfte der Tragmaste proportional dieser zunehmen. Anderseits führen zu kleine Spannweiten ebenfalls zu erheblichen Mehrkosten infolge Vergrößerung der Mastzahl. Es muß also bei jeder Anlage eine bestimmte Spannweite geben, für die die Anlagekosten am niedrigsten werden; alle größeren und kleineren Spannweiten sind in bezug auf Anlagekapital ungünstiger.

Die bei richtiger Wahl der Spannweite mögliche Ersparnis läßt nun die Behandlung der Frage der günstigsten Spannweite wünschenswert erscheinen.

Die Untersuchung erstreckt sich nur auf Freileitungsanlagen mit eisernen Masten; für Holzmasten ist die größte Spannweite durch die Zopfstärke des vorhandenen Materials nach den Verbandsnormalien begrenzt, deren Anwendung dann natürlich am wirtschaftlichsten ist.

Eine Lösung der Aufgabe ist schon von Scholes (Proceedings of the American Institute of Electrical Engineers, Juni 1907) versucht worden. Er führt in die Rechnung eine Formel für das Mastgewicht ein, mit der er die Änderung der Höhe und

Beanspruchung der Maste für verschiedene Spannweiten zu berücksichtigen sucht. Mit Hilfe dieser Formel stellt er fest, wie hoch sich die Gesamtkosten für die Maste einer bestimmten Leitungsstrecke stellen, und erhält daraus die wirtschaftlichste Spannweite. Hierbei wird aber vorausgesetzt, daß mit der Höhe des Mastes im gleichen Maße auch die übrigen Dimensionen, somit auch die Basis, wachsen. Scholes wählt also für große Spannweiten erheblich breitere Maste als für kleine.

In Deutschland und in einigen anderen Ländern sind die Genehmigungen für die Aufstellung weitgespreizter Maste nur mit großen Opfern zu erlangen, es wird im Gegenteil verlangt, daß die Spreizung auf das Mindestmaß beschränkt werde.

Die von Scholes angegebene Formel setzt ferner voraus, daß die Einteilung des Mastes, d. h. die Anzahl und Neigung der Diagonalen bei jedem Maste gleich ist. Der Statiker sucht jedoch die Knicklänge der Druckstäbe so zu bemessen, daß die jeweils angewendeten Normalprofile möglichst ausgenutzt werden. Hierdurch ändert sich die Einteilung der Maste je nach Höhe und Beanspruchung.

Bei den von Scholes betrachteten weitgespreizten Masten ist es möglich, die Fundamente in vier Teile zu zerlegen, deren Kosten mit zunehmender Beanspruchung in einem bestimmten Verhältnis wachsen. Die in Deutschland üblichen schmalen Maste erhalten jedoch in der Regel ein geschlossenes Fundament, bei denen sich eine einfache Beziehung der Kosten zur Mastbeanspruchung und Masthöhe nicht angeben läßt.

Die Methode von Scholes ist zwar einfach, führt aber aus obigen Gründen nicht zum Ziele. Die wirtschaftliche Spannweite kann vielmehr nur dadurch festgestellt werden, daß man die Kosten für die einzelnen Fälle durch genaue Kostenanschläge ermittelt und die Ergebnisse in Kurven zusammenstellt, die dann die Lage des Optimums erkennen lassen. Die Lösung der Aufgabe wurde durch das in dem Projektierungsbureau der Allgemeinen Elektricitäts-Gesellschaft vorhandene sehr umfangreiche Material wesentlich erleichtert.

Die Rechnung erstreckt sich auf Freileitungsanlagen mit drei und sechs Leitungen aus Kupfer- und Aluminiumseilen, und zwar mit und ohne Erdungsseil an der Spitze der Maste; sie wurde ferner jedesmal für eine bestimmte Spannung und für Stütz- und Hängeisolatoren durchgeführt. Außerdem sind verschiedene Leitungsquerschnitte angewandt, um festzustellen, welchen Einfluß die nach den neuen Normalien des Verbandes Deutscher Elektrotechniker sich ergebenden geringeren Durchhänge der Leitungen bei größeren Querschnitten auf die Kosten ausüben. Für die Kupferleitungen wurden außerdem zwei Höchstbeanspruchungen angenommen.

Daraus ergeben sich folgende Sonderfälle:

Kupfer, 30 KV.

Drei Leitungen ohne Erdungsseil.

Maximalbeanspruchung 16 kg/qmm.

1. Querschnitt . . . . . 35 qmm
2. Querschnitt . . . . . 120 „

Maximalbeanspruchung 12 kg/qmm.

3. Querschnitt . . . . . 35 kg/qmm
4. Querschnitt . . . . . 120 „

Drei Leitungen mit Erdungsseil von 35 qmm.

Maximalbeanspruchung 16 kg/qmm.

5. Querschnitt . . . . . 35 qmm
6. Querschnitt . . . . . 120 „

Maximalbeanspruchung 12 kg/qmm.

7. Querschnitt . . . . . 35 qmm
8. Querschnitt . . . . . 120 „

Sechs Leitungen ohne Erdungsseil.

Maximalbeanspruchung 16 kg/qmm.

9. Querschnitt . . . . . 35 qmm
10. Querschnitt . . . . . 70 „

Maximalbeanspruchung 12 kg/qmm.

11. Querschnitt . . . . . 35 qmm
12. Querschnitt . . . . . 70 „

Sechs Leitungen mit Erdungsseil von 35 qmm.

Maximalbeanspruchung 16 kg/qmm.

13. Querschnitt . . . . . 35 qmm
14. Querschnitt . . . . . 70 „

Maximalbeanspruchung 12 kg/qmm.

15. Querschnitt . . . . . 35 qmm
16. Querschnitt . . . . . 70 „

Kupfer, 100 KV.

Drei Leitungen mit Erdungsseil von 70 qmm.

Maximalbeanspruchung 16 kg/qmm.

17. Querschnitt . . . . . 70 qmm
18. Querschnitt . . . . . 120 „

Sechs Leitungen mit zwei Erdungsseilen von je 70 qmm.

19. Querschnitt . . . . . 70 qmm

Aluminium, 30 KV.

Übertragungen mit drei Leitungen ohne Erdungsseil.

Maximalbeanspruchung 7 kg/qmm.

20. Querschnitt . . . . . 95 qmm
21. Querschnitt . . . . . 150 „

Drei Leitungen mit Erdungsseil von 35 qmm.

22. Querschnitt . . . . . 35 qmm
23. Querschnitt . . . . . 95 „
24. Querschnitt . . . . . 150 „

Sechs Leitungen ohne Erdungsseil.

25. Querschnitt . . . . . 95 qmm
26. Querschnitt . . . . . 150 „

Sechs Leitungen mit Erdungsseil von 35 qmm.

27. Querschnitt . . . . . 35 qmm
28. Querschnitt . . . . . 95 „
29. Querschnitt . . . . . 150 „

Aluminium, 100 KV.

Drei Leitungen mit Erdungsseil von 35 qmm.

30. Querschnitt . . . . . 95 qmm.

Die Durchrechnung dieser Fälle genügt, um Schlüsse auf andere Ausführungsformen ziehen zu können. Die Kosten des Leitungsmaterials und seiner Montage, ferner des Erdungsseiles und der Erdungen selbst wurden für verschiedene Spannweiten als konstant angenommen und sind daher in die Rechnung nicht eingeführt worden.

Die übrigen Kosten der Leitungsanlage setzen sich aus nachstehenden Positionen zusammen:

1. Maste;
2. Anfuhr, Aufstellen und Anstrich der Maste, Ausführung der Fundamente;

3. Traversen, eventuell Erdungsseilträger, Isolatoren mit Stützen und deren Montage;
4. Grunderwerb, Mehrkosten der Fundamente infolge schwieriger Bodenverhältnisse.

Von diesen vier Positionen ändert sich vornehmlich die erste, der Mastpreis, mit der Spannweite, und zwar werden die Maste mit wachsender Spannweite höher und (insbesondere die Tragmaste) stärker beansprucht. In gleichem Maße ist auch Position 2 veränderlich. Die Kosten unter 3 und 4 können bei sonst gleichen Verhältnissen pro Mast als konstant angenommen werden; sie ändern sich lediglich mit der Mastzahl.

Die Beanspruchung der Traversen wird bei großen Spannweiten allerdings etwas größer als bei kleinen. Innerhalb der praktischen Grenzen ist diese Tatsache jedoch bedeutungslos, weil in der Regel das gleiche Normalprofil (U-Eisen) zur Verwendung gelangt.

Die Kosten für Schutzvorkehrungen bei Kreuzung von Bahnen und Schwachstromleitungen erscheinen nicht in der Rechnung, da sie nur unwesentlich von der Spannweite abhängen und deshalb als konstant angenommen wurden; dasselbe gilt für die Bauleitungskosten.

In bezug auf die Dimensionen der Maste sei bemerkt, daß die Zusatzbelastungen für die Leitungen der neuen Fassung der Normalien des Verbandes Deutscher Elektrotechniker entsprechen. Die Mastpreise sind aus tabellarisch zusammengestellten Mastgewichten und dem z. Zt. gültigen Einheitspreis ermittelt. Für Montage, Aufstellen und sonstige Arbeiten, ferner für Grunderwerb sind Durchschnittspreise, die sich bei Ausführungen der letzten Jahre ergeben haben, eingesetzt.

Die Masthöhen sind unter Annahme üblicher Leitungsanordnungen in der Weise bestimmt, daß ein Mindestabstand von rund 6,5 m von Erde innegehalten wird.

Die Mastzahl wurde, um praktischer Trazierung Rechnung zu tragen, jeweils um 10 Proz. höher angenommen, als sie sich für ein Gelände ohne Hindernisse ergeben würde. Die Maste sind natürlich trotzdem für die jeweilige Höchstspannweite berechnet. Die mittlere Spannweite erhält somit einen kleineren Wert als die in der Rechnung erscheinende Höchstspannweite; diese ist im folgenden kurz mit „Spannweite" bezeichnet.

Unabhängig von der Spannweite wurden pro 10 km je 10 Eck- bzw. Abspannmaste angenommen, und zwar je 5 Maste für Winkel zwischen 180 und 160° (Type I) und 5 für Winkel zwischen 160 und 135° oder als Abspannmaste (Type II).

Als Grundspannung für Leitungen mit Stützisolatoren wurden 30 KV und für solche mit Hängeisolatoren 100 KV festgelegt.

Bei der Durchführung der Rechnungen wurden die Teilkosten der Positionen 1, 2, 3 und 4 nach obiger Aufstellung für die angeführten Fälle und für verschiedene Spannweiten in Abständen von 20 m nach den Einheitspreisen bestimmt, die zwecks Interpolierens der Zwischenpunkte in graphischen Tafeln zusammengestellt sind. Die sich so für die einzelnen Masttypen ergebenden Kosten sind in den Abb. 133 bis 174 dargestellt. Abb. 133 zeigt z. B. die Kosten der Positionen 1 bis 4 für die Tragmaste einer 30 KV Übertragung mit drei Kupferleitungen von je 35 qmm ohne Erdungsseil, bei 16 kg/qmm Maximalbeanspruchung; Abb. 135 und 137 die Kosten für einen Eckmast Type I bzw. Type II für dieselbe Ausführungsform.

Werden nun diese Kosten in der den einzelnen Spannweiten entsprechenden Zahl zusammengestellt, so ergeben sich die gesamten variablen Kosten für 10 km Leitungsstrecke; letztere wurde wieder als Funktion der Spannweite aufgetragen (für obiges Beispiel Abb. 175). Diese so erhaltenen Kurven lassen dann das Minimum der Anlagekosten erkennen.

Abb. 133 bis 153. Mastpreise einschl. Aufstellung und Zubehör für Kupferleitungen bei 30 KV und den angegebenen Querschnitten und Maximalbeanspruchungen.

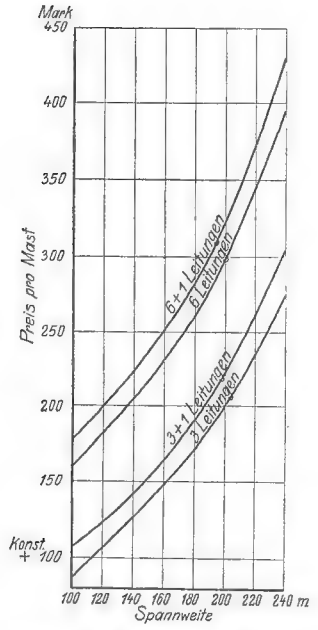


Abb. 133. Tragmaste, 35 qmm, 16 kg/qmm.

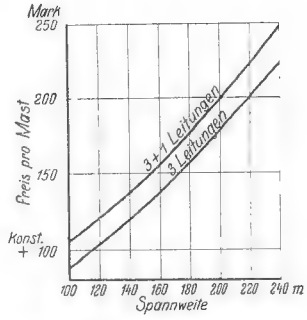


Abb. 134. Tragmaste, 120 qmm, 16 kg/qmm.

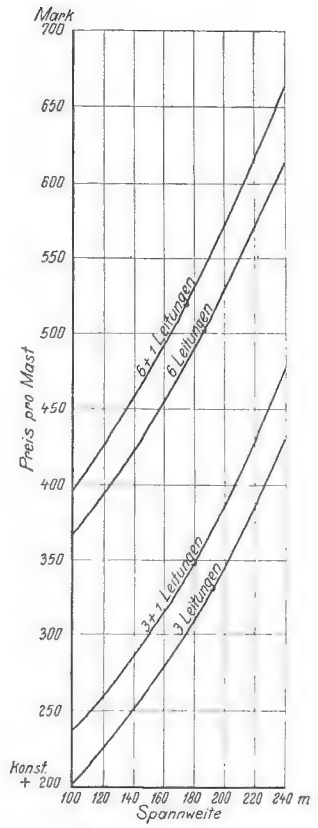


Abb. 135. Eckmaste I, 35 qmm, 16 kg/qmm.

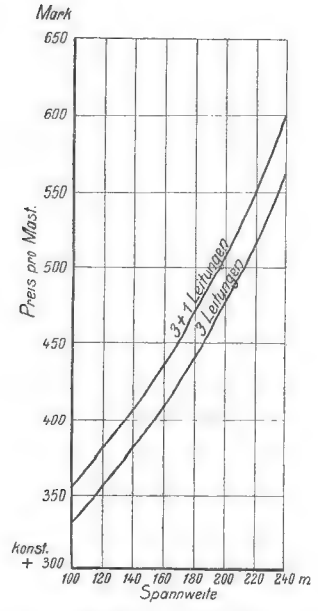


Abb. 136. Eckmaste I, 120 qmm, 16 kg/qmm.

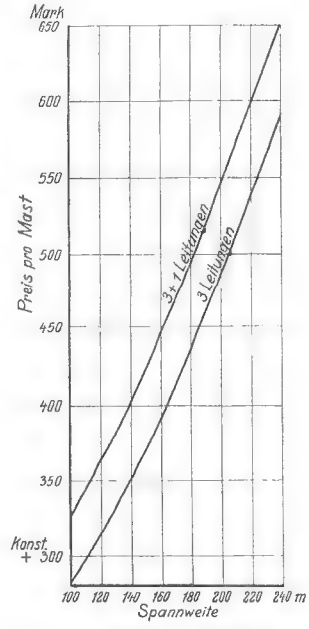


Abb. 137. Eckmaste II, 35 qmm, 16 kg/qmm.

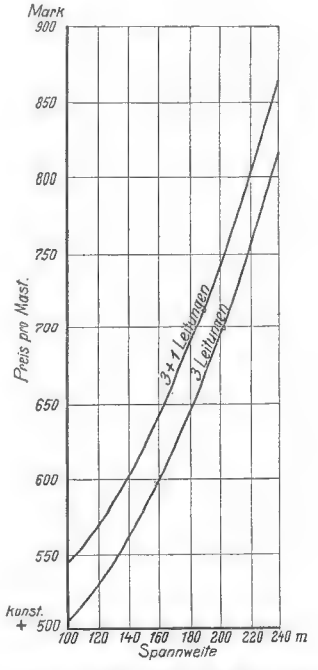


Abb. 138. Eckmaste II, 120 qmm, 16 kg/qmm.

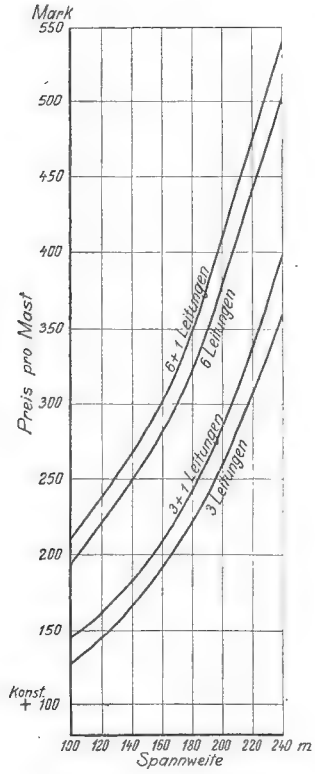


Abb. 139. Tragmaste, 35 qmm, 12 kg/qmm.

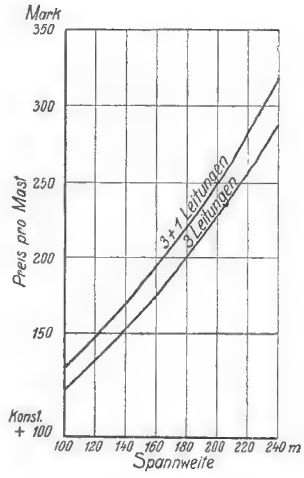


Abb. 140. Tragmaste, 120 qmm, 12 kg/qmm.

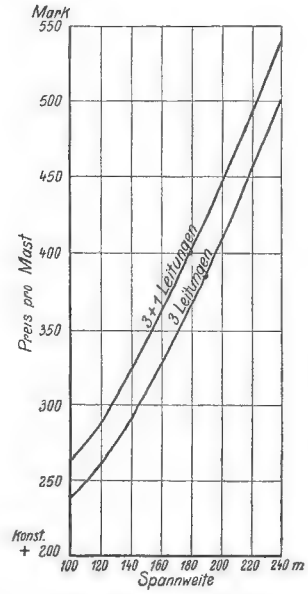


Abb. 141. Eckmaste I, 35 qmm, 12 kg/qmm.

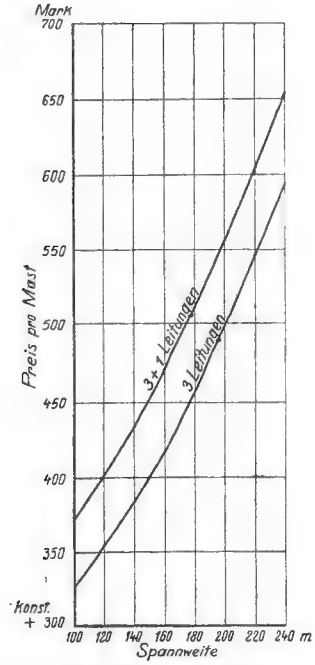


Abb. 142. Eckmaste I, 120 qmm, 12 kg/qmm.

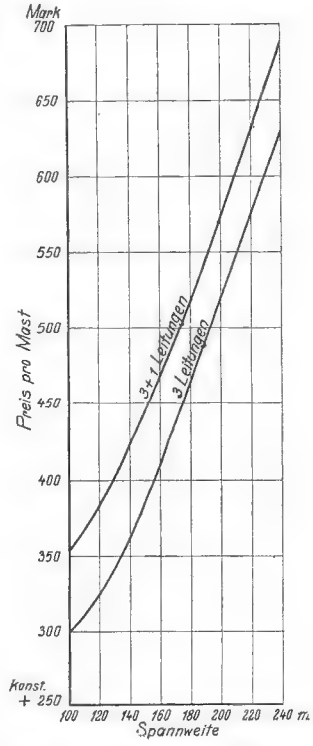


Abb. 143. Eckmaste II, 35 qmm, 12 kg/qmm.

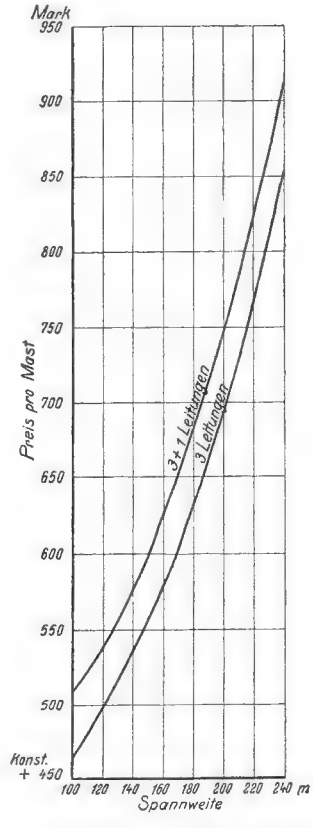


Abb. 144. Eckmaste II, 120 qmm, 12 kg/qmm.

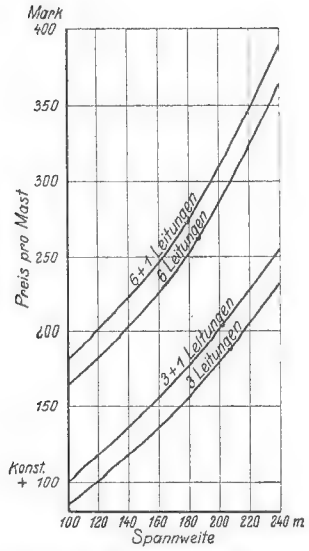


Abb. 145. Tragmaste, 70 qmm, 16 kg/qmm.

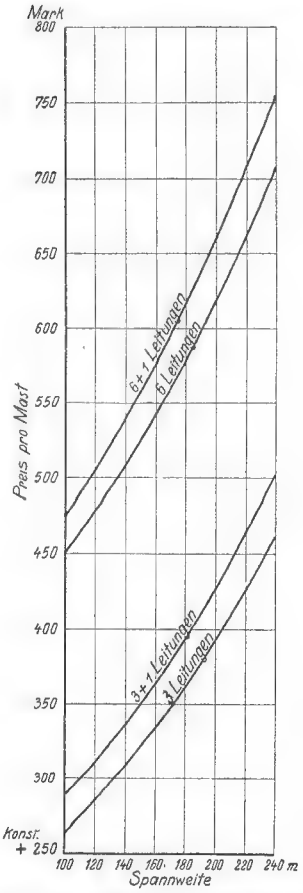


Abb. 146. Eckmaste I, 70 qmm, 16 kg/qmm.

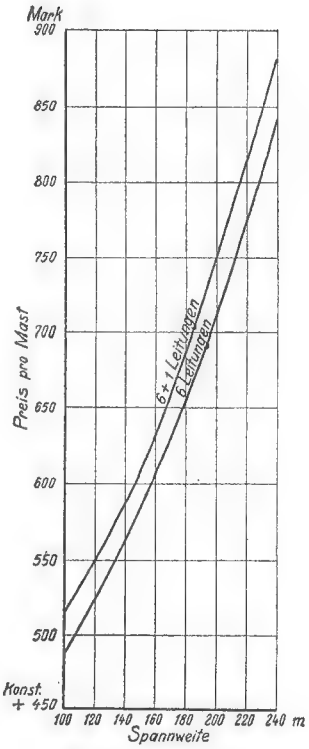


Abb. 147. Eckmaste II, 35 qmm, 16 kg/qmm.

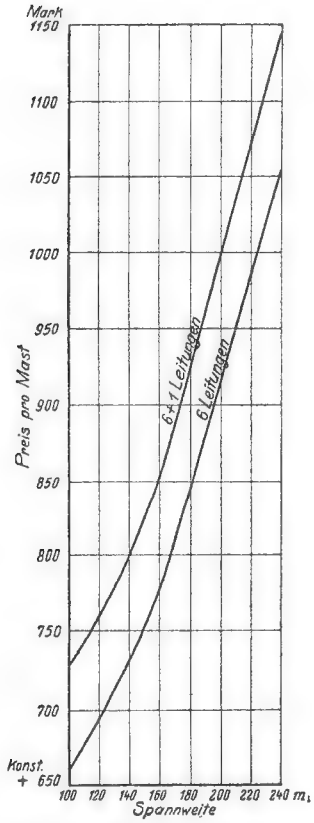


Abb. 148. Eckmaste II, 70 qmm, 16 kg/qmm.

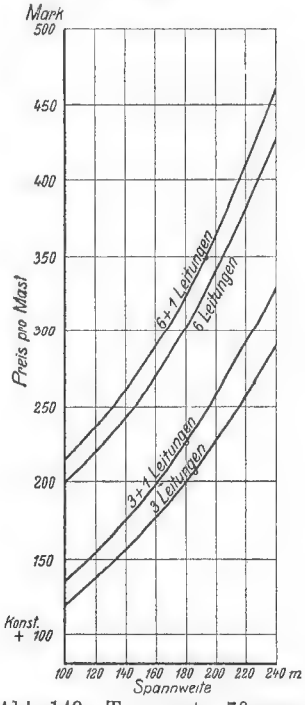


Abb. 149. Tragmaste, 70 qmm, 12 kg/qmm.

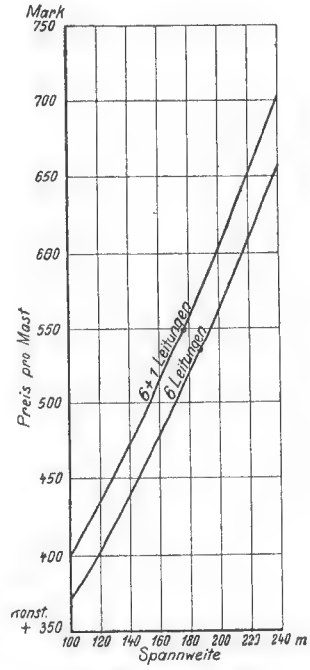


Abb. 150. Eckmaste I, 35 qmm, 12 kg/qmm.

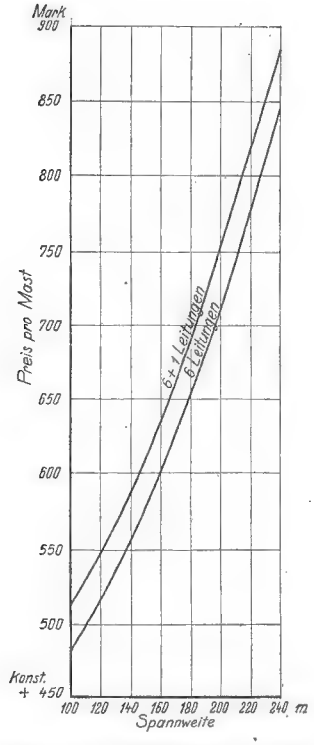


Abb. 151. Eckmaste I, 70 qmm, 12 kg/qmm.

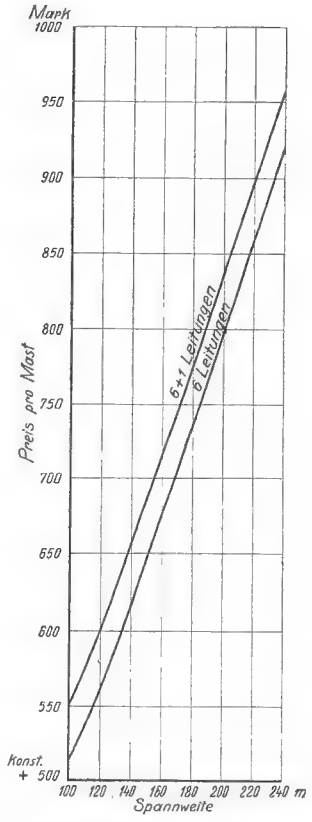


Abb. 152. Eckmaste II, 35 qmm, 12 kg/qmm.

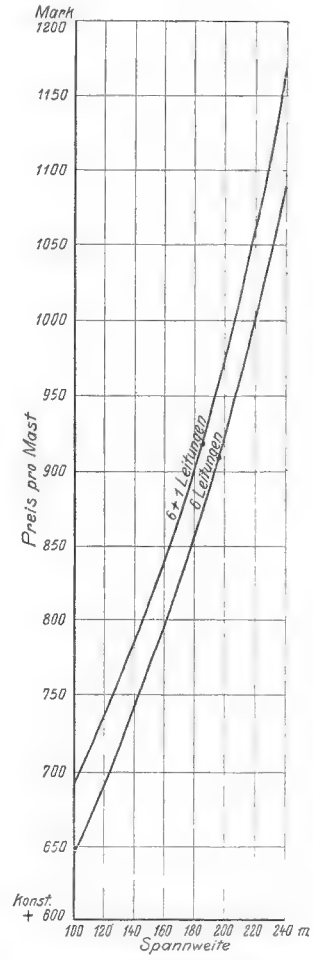


Abb. 153. Eckmaste II, 70 qmm, 12 kg/qmm.

Abb. 154 bis 157. Mastpreise einschl. Aufstellung und Zubehör für Kupferleitungen bei 100 KV, den angegebenen Querschnitten und der Maximalbeanspruchung 16 kg qmm.

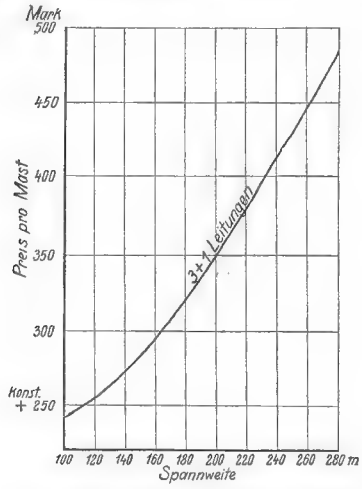


Abb. 154. Tragmaste 120 qmm.

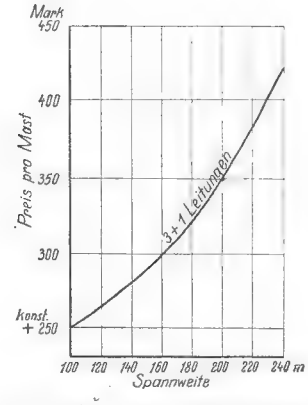


Abb. 155. Tragmaste 70 qmm.

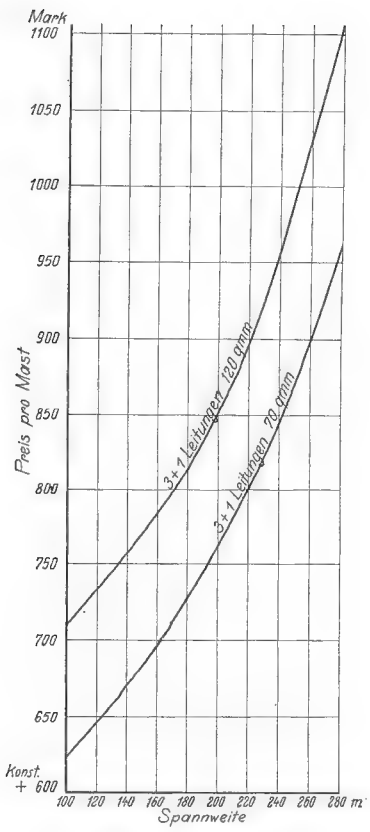


Abb. 156. Eckmaste I.

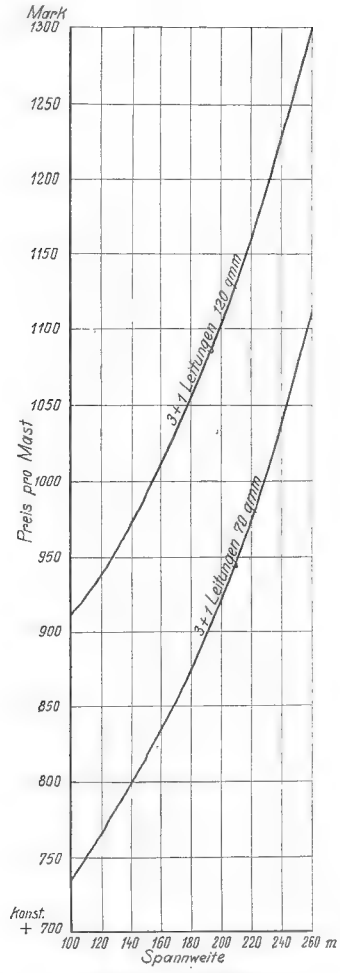


Abb. 157. Eckmaste II.

Abb. 158 bis 172. Mastpreise einschl. Aufstellen und Zubehör für Aluminiumleitungen bei 30 KV, den angegebenen Querschnitten und der Maximalbeanspruchung 7 kg/qmm.

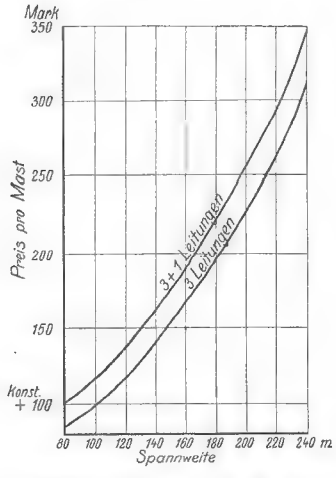


Abb. 158. Tragmaste 95 qmm.

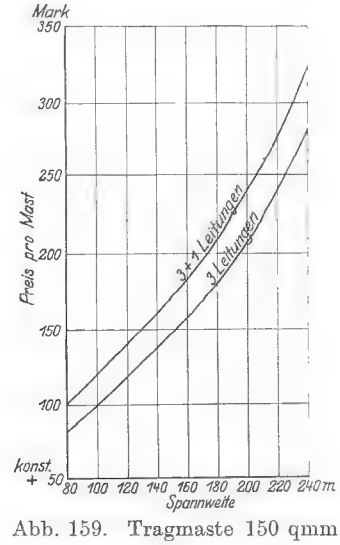


Abb. 159. Tragmaste 150 qmm.

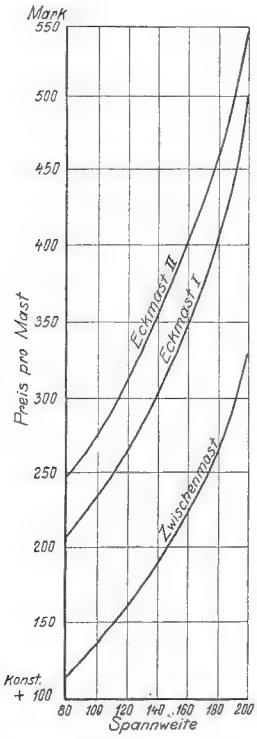


Abb. 160. 3 Leitungen, 1 Erdungsseil, 35 qmm.

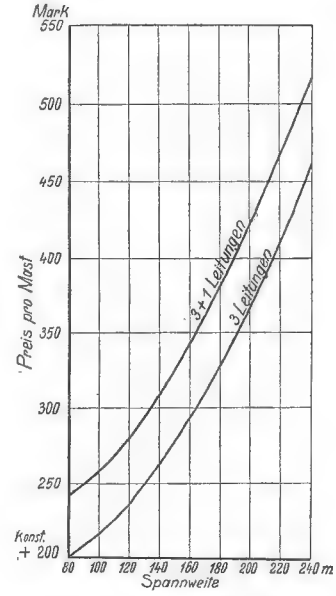


Abb. 161. Eckmaste I, 95 qmm.

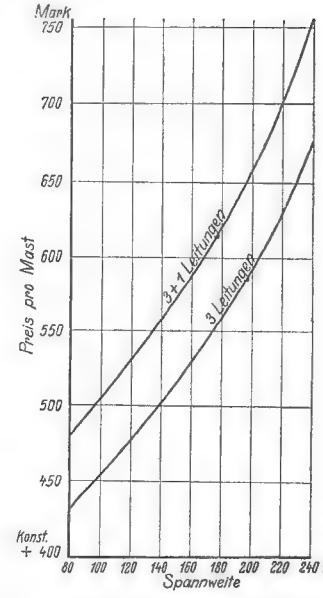


Abb. 162. Eckmaste I, 150 qmm.

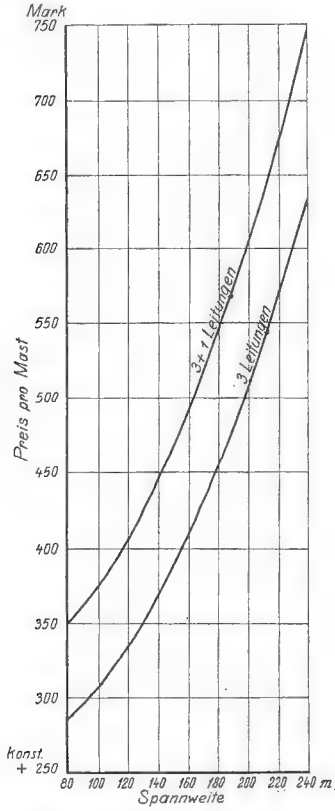


Abb. 163. Eckmaste II, 95 qmm.

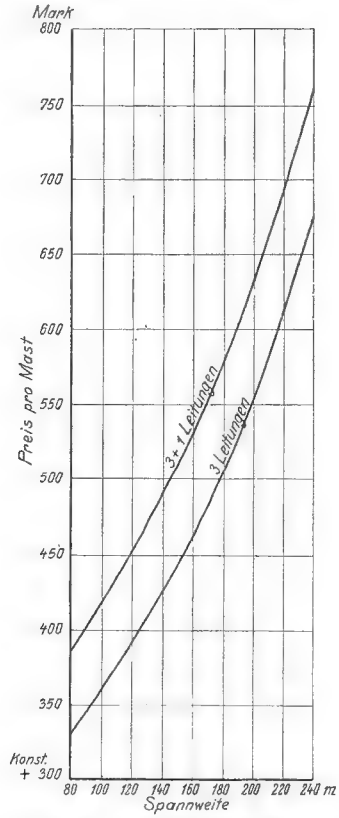


Abb. 164. Eckmaste II, 150 qmm.

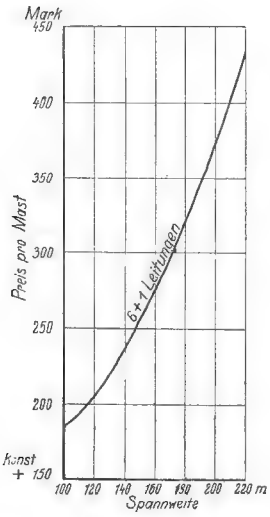


Abb. 165. Tragmaste 35 qmm.

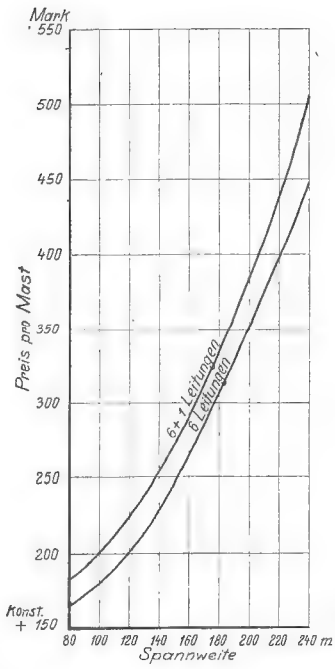


Abb. 166. Tragmaste 95 qmm.

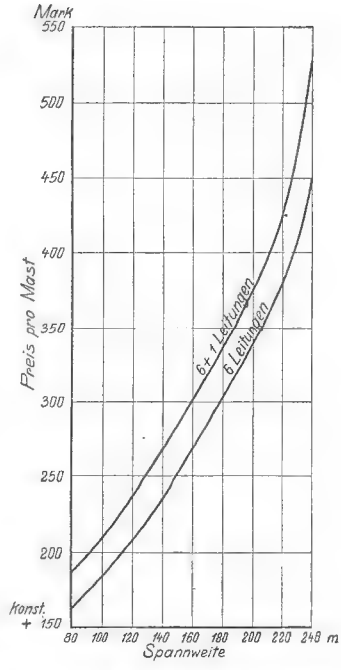


Abb. 167. Tragmaste 150 qmm.

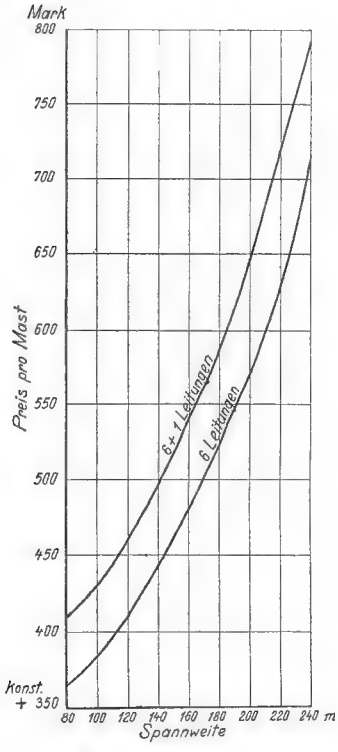


Abb. 168. Eckmaste I, 95 qmm.

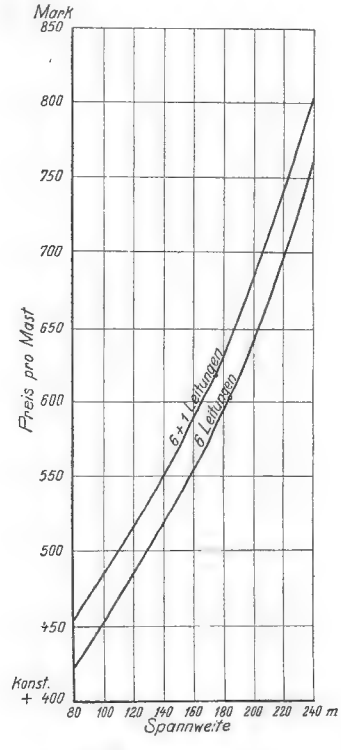


Abb. 169. Eckmaste I, 150 qmm.

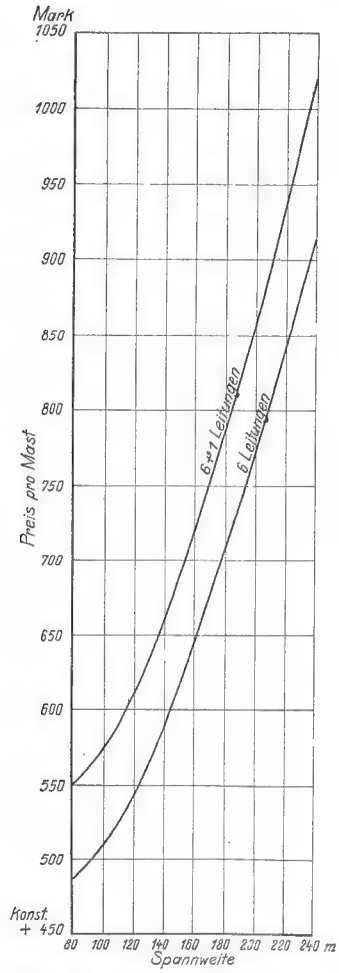


Abb. 170. Eckmaste II, 95 qmm.

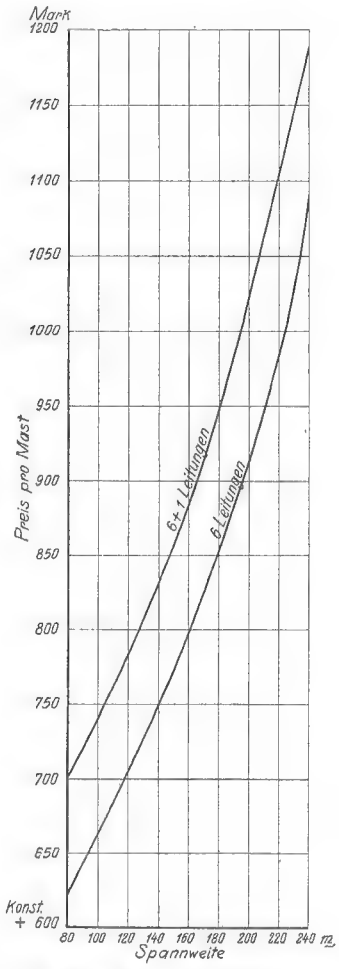


Abb. 171. Eckmaste II, 150 qmm.

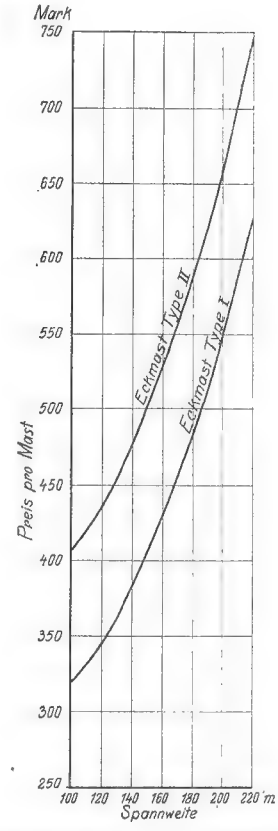


Abb. 172. 6+1 Leitungen, 35 qmm.

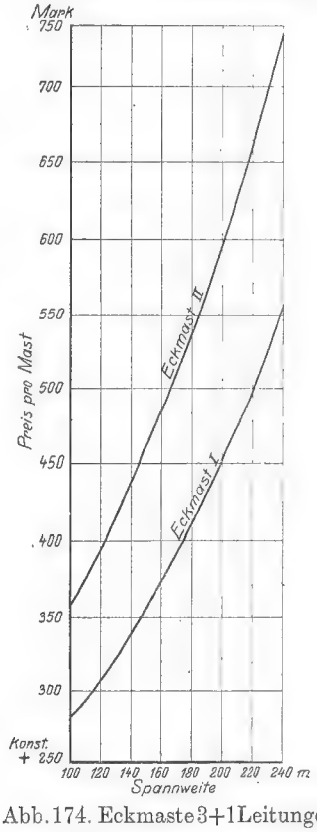


Abb. 174. Eckmaste 3+1 Leitungen.

Abb. 173 und 174. Mastpreise einschl. Aufstellen und Zubehör für Aluminiumleitungen von 95 qmm bei 100 KV und der Maximalbeanspruchung 7 kg/qmm.

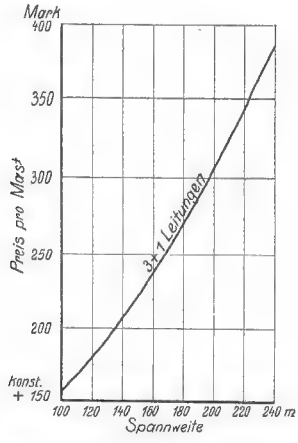


Abb. 173. Tragmaste.

Für die vorerwähnten Sonderfälle sind die Ergebnisse in den Kurven der Abb. 157 bis 189 festgelegt.

Da für die Zwecke dieser Arbeit nur ihre Form Interesse bietet, so brauchen die absoluten Werte der Ordinaten nicht angegeben zu werden; zu ihnen ist vielmehr durchweg ein Wert zu addieren, der sich aus den konstanten und einem Teil der variablen Kosten zusammensetzt. Den Vergleich der absoluten Kosten der verschiedenen Leitungsausführungen oder der Kosten für verschiedene Querschnitte untereinander lassen sie nicht zu.

In Abb. 175 bis 189 sind die Leitungsanordnungen durch die beigefügten Mastskizzen erläutert (links Trag-, rechts Eckmast); in Zahlentafel B, C und D sind die als günstige Spannweite ermittelten Werte zusammengestellt.

Tabelle B. Wirtschaftliche Spannweiten für Kupferleitungen. 30 KV.

Anzahl der Leitungen und Erdungsseile	3				3+1			
Maximale Beanspruchung in kg/qmm	16		12		16		12	
Querschnitt in qmm	35	120	35	120	35	120	35	120
Wirtschaftliche Spannweite in m	**177**	**203**	**170**	**190**	**180**	**207**	**172**	**192**

Anzahl der Leitungen und Erdungsseile	6				6+1			
Maximale Beanspruchung in kg/qmm	16		12		16		12	
Querschnitt in qmm	35	70	35	70	35	70	35	70
Wirtschaftliche Spannweite in m	**190**	**192**	**174**	**190**	**193**	**195**	**176**	**192**

Tabelle C. Wirtschaftliche Spannweiten für Kupferleitungen. 100 KV.

Anzahl der Leitungen und Erdungsseile	3+1		6+2
Maximale Beanspruchung in kg/qmm	16		16
Querschnitt in qmm	70	120	70
Wirtschaftliche Spannweite in m	**227**	**240**	**250**

Tabelle D. Wirtschaftliche Spannweiten für Aluminiumleitungen. 30 und 100 KV.

Netzspannung KV	30					100	30				
Anzahl der Leitungen und Erdungsseile	3		3+1			3+1	6		6+1		
Maximale Beanspruchung in kg/qmm	7		7			7	7		7		
Querschnitt in qmm	95	150	35	95	150	95	95	150	35	95	150
Wirtschaftliche Spannweite in m	**173**	**194**	**162**	**175**	**198**	**210**	**177**	**202**	**167**	**180**	**203**

Auch diese Kurven zeigen das für wirtschaftliche Rechnungen charakteristische Merkmal, daß sie in der Nähe des Optimums flach verlaufen; mäßige Abweichungen von diesem Werte sind deshalb für das wirtschaftliche Ergebnis bedeutungslos. Die Kenntnis der ungefähren Lage des Optimums genügt um so mehr, als sich bei jeder praktischen Ausführung der Einfluß besonderer Verhältnisse geltend macht, die naturgemäß durch die Rechnung nicht gefaßt werden können.

Abb. 175 bis 182. Gesamtkosten einer 30 KV-Freileitung mit Kupferleitungen und Erdungsseilen in der angegebenen Anzahl und mit den beigeschriebenen Querschnitten und Maximalbeanspruchungen für verschiedene Spannweiten.

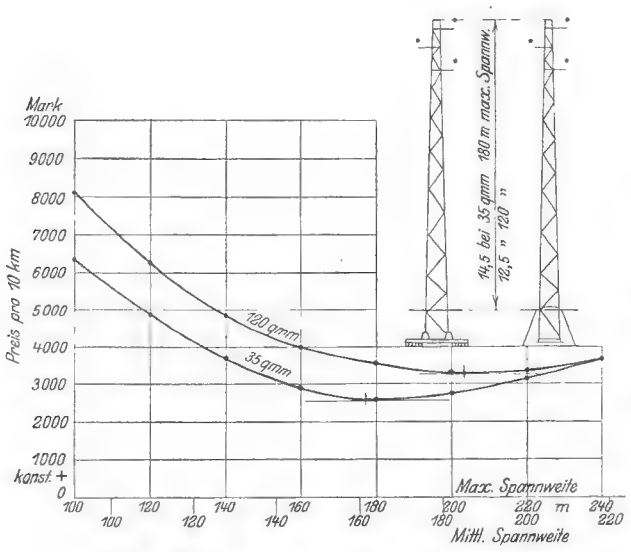


Abb. 175. 3 Leitungen, maximale Beanspruchung 16 kg/qmm.

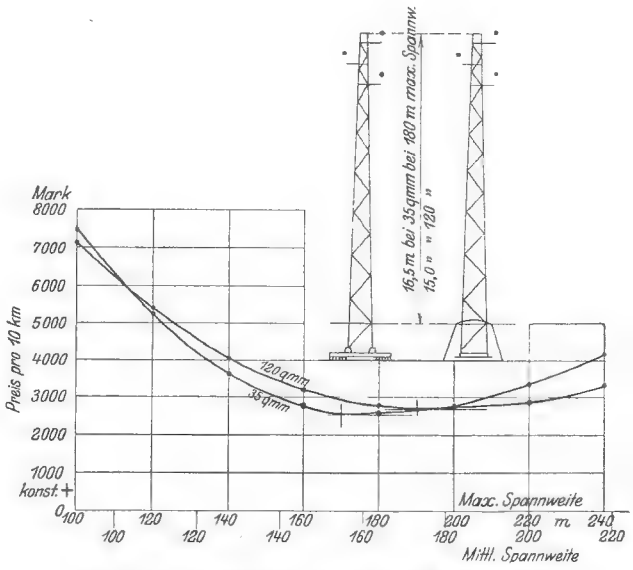


Abb. 176. 3 Leitungen, maximale Beanspruchung 12 kg/qmm.

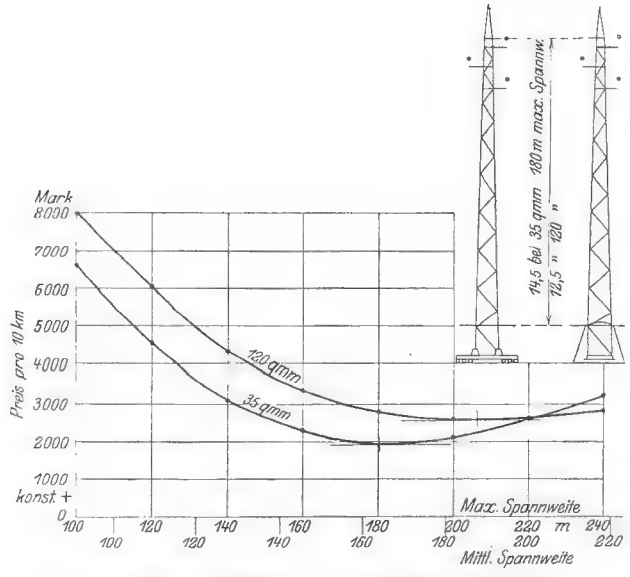


Abb. 177. 3 Leitungen, 1 Erdungsseil, maximale Beanspruchung 16 kg/qmm.

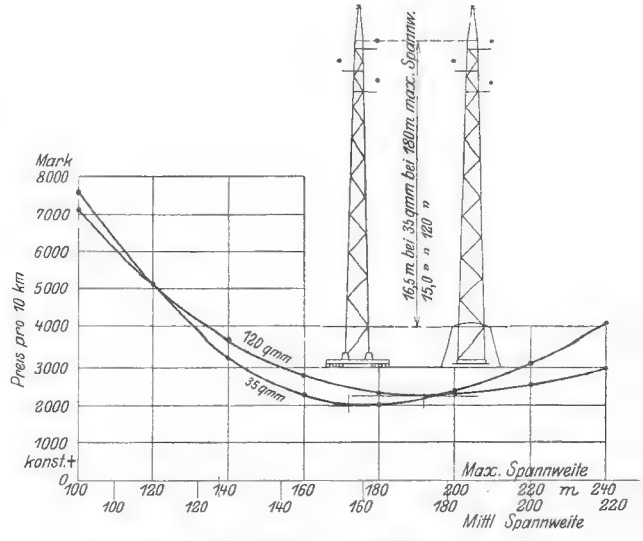


Abb. 178. 3 Leitungen, 1 Erdungsseil, maximale Beanspruchung 12 kg/qmm.

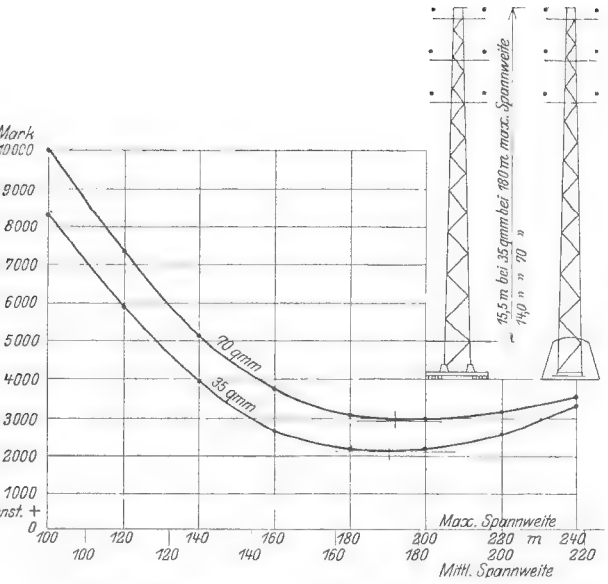


Abb. 179. 6 Leitungen, maximale Beanspruchung 16 kg/qmm.

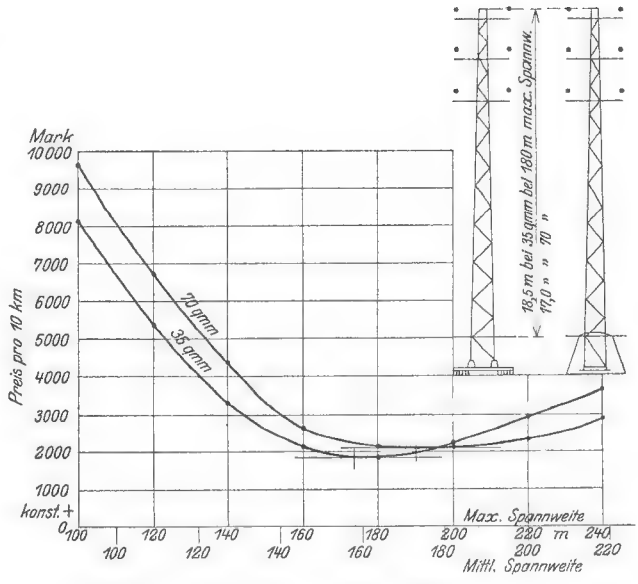


Abb. 180. 6 Leitungen, maximale Beanspruchung 12 kg/qmm.

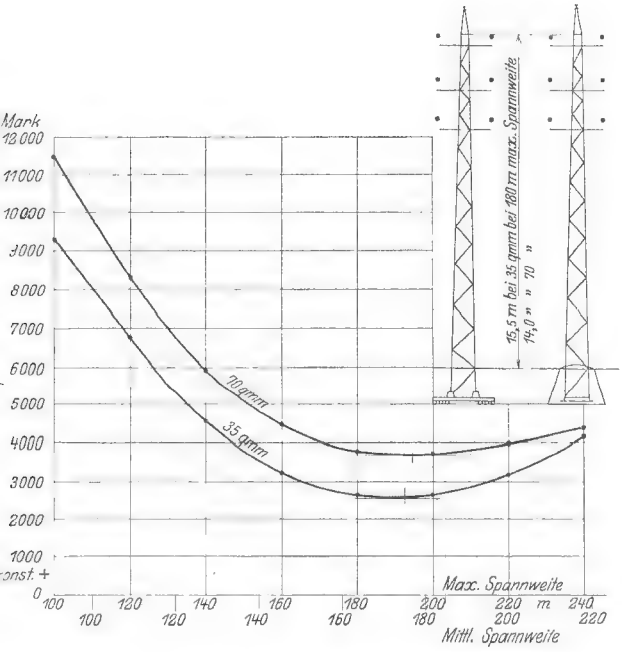


Abb. 181. 6 Leitungen, 1 Erdungsseil, maximale Beanspruchung 16 kg/qmm.

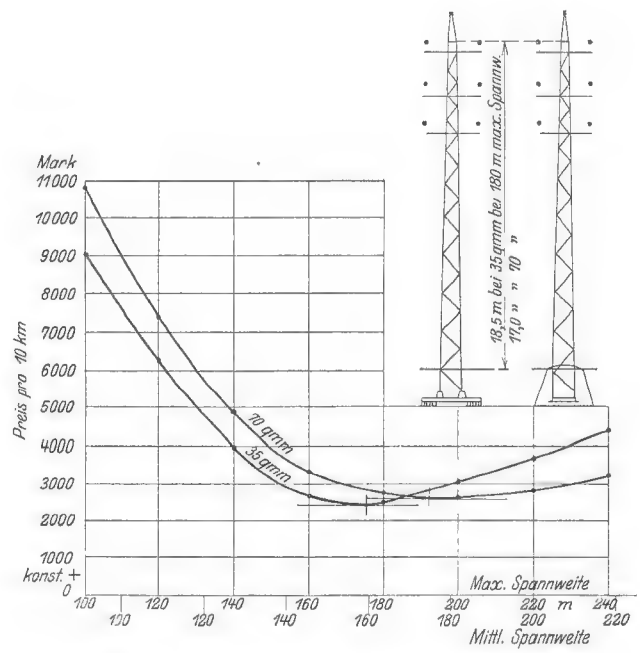


Abb. 182. 6 Leitungen, 1 Erdungsseil, maximale Beanspruchung 12 kg/qmm.

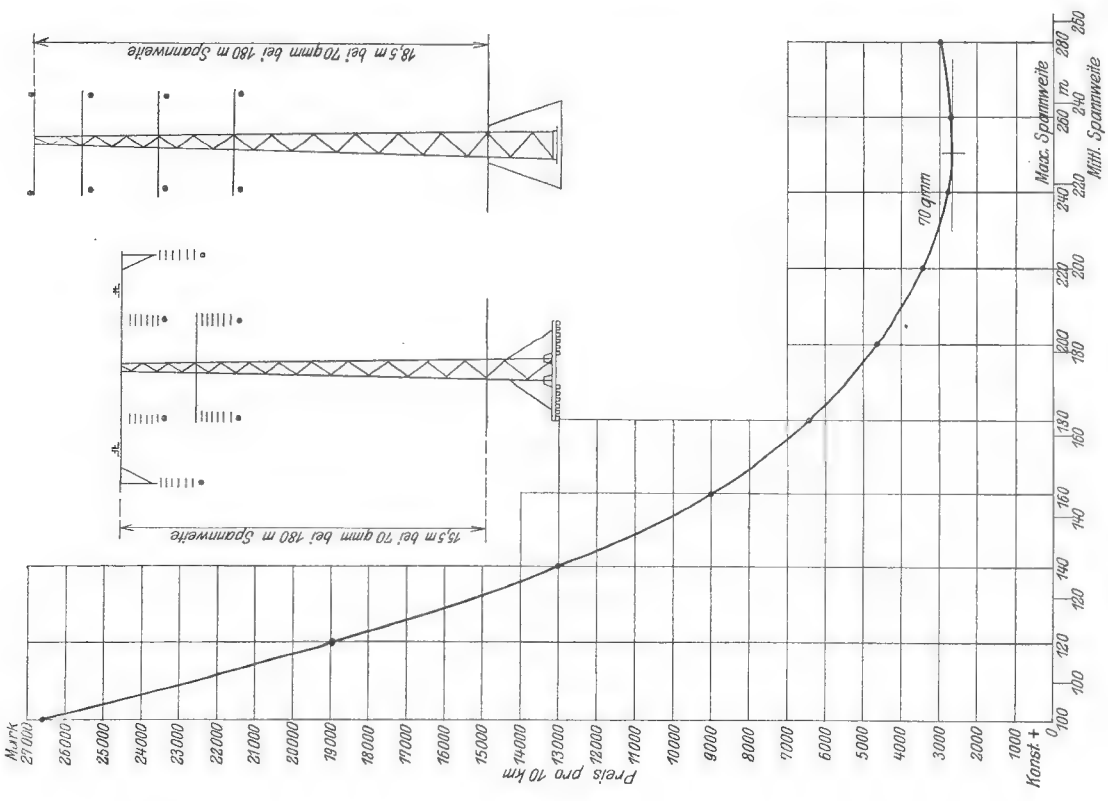


Abb. 184. 6 Leitungen, 2 Erdungsseile.

Abb. 183 und 184. Gesamtkosten einer 100 KV-Freileitung mit Kupferleitungen und Erdungsseilen in der angegebenen Anzahl und mit den beigeschriebenen Querschnitten; maximale Beanspruchung 16 kg/qmm.

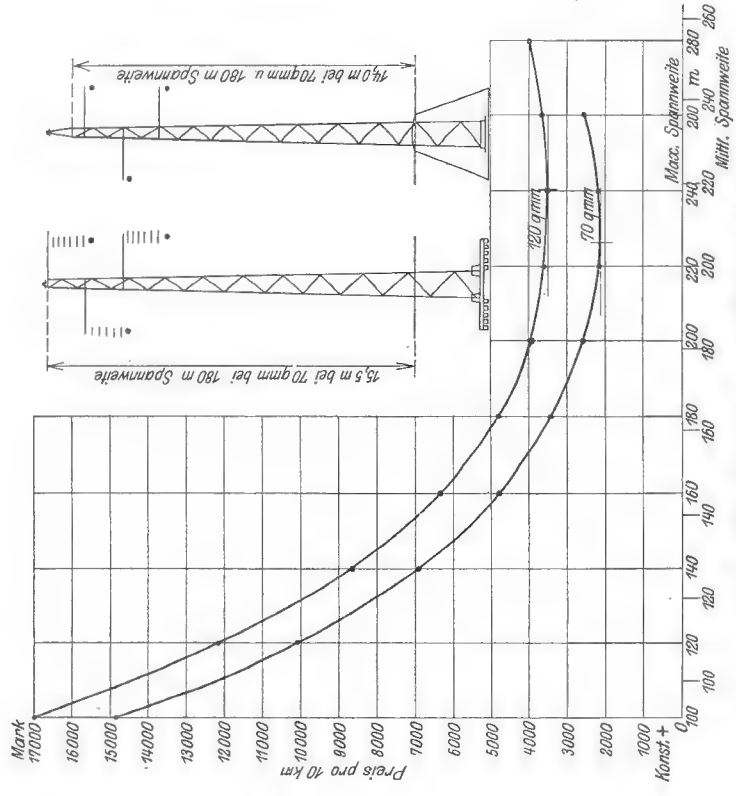


Abb. 183. 3 Leitungen, 1 Erdungsseil.

Abb. 185 bis 188. Gesamtkosten einer 30 KV-Freileitung mit Aluminiumleitungen und Erdungsseilen in der angegebenen Anzahl und mit den beigeschriebenen Querschnitten für verschiedene Spannweiten; maximale Beanspruchung 7 kg/qmm.

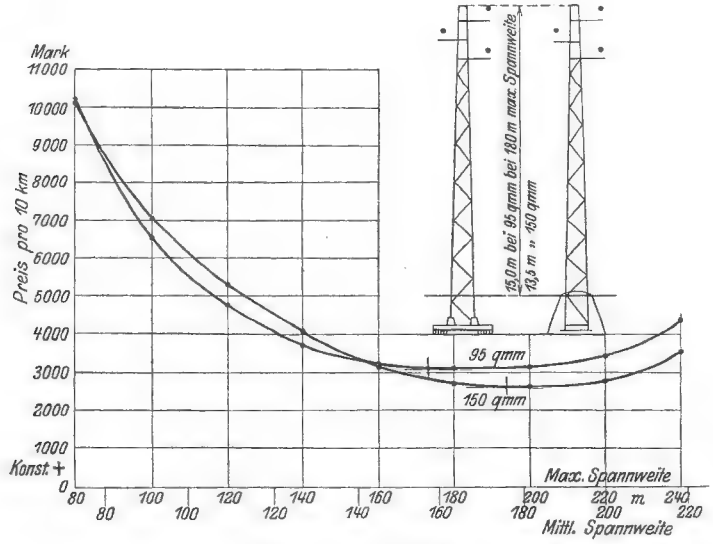


Abb. 185. 3 Leitungen.

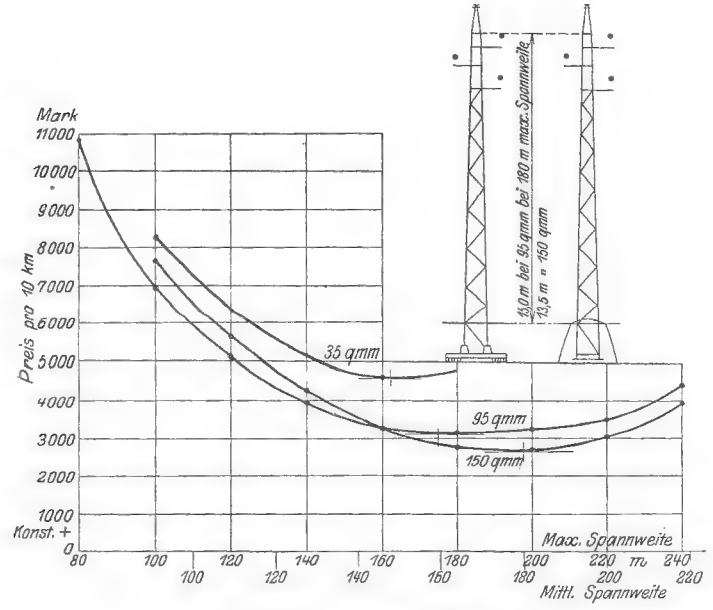


Abb. 186. 3 Leitungen, 1 Erdungsseil.

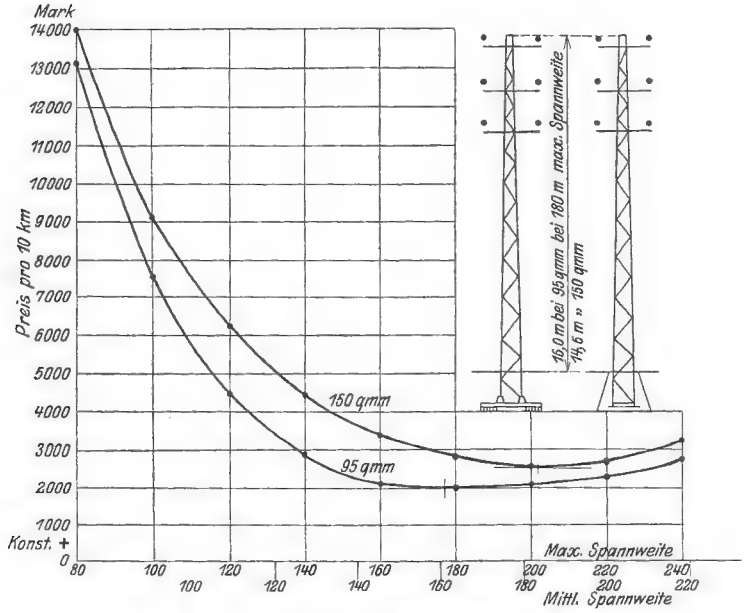


Abb. 187. 6 Leitungen.

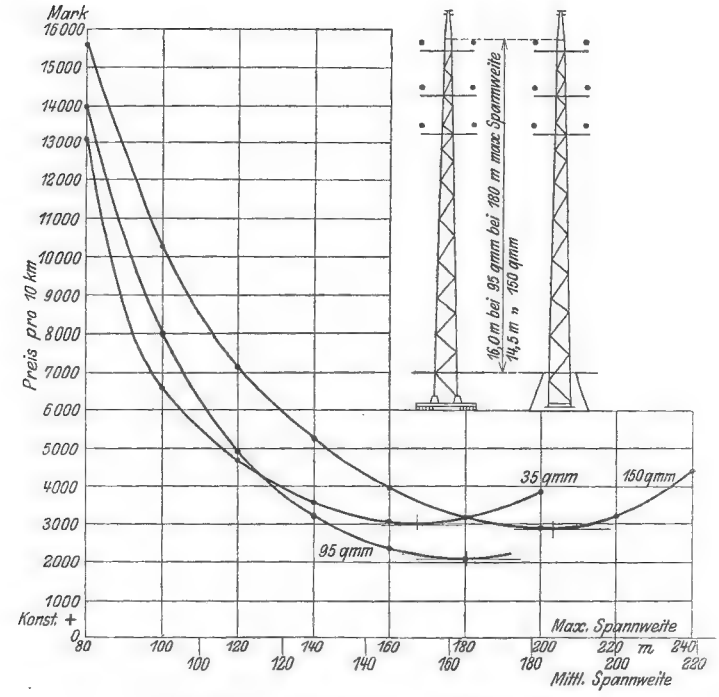


Abb. 188. 6 Leitungen, 1 Erdungsseil.

Diese Tatsache erlaubt nun, die Ergebnisse der Rechnung ohne Fehler in vieler Beziehung zu erweitern, und sie z. B. auf andere Querschnitte, andere Betriebsspannungen, andere Materialpreise und andere Zahl von Eckmasten pro Streckenkilometer auszudehnen. Nur bei grundsätzlich verschiedener Ausführung, z. B. bei Anlagen in Gegenden mit anderen klimatischen Verhältnissen oder an solchen Orten, wo weitgespreizte Maste aufgestellt werden, dürfen die berechneten Kurven nicht ohne weiteres angewandt werden.

Betrachtet man zunächst die Ergebnisse für Kupferleitungen von 30 KV, die in Abb. 175 bis 182 bzw. Tabelle B dargestellt sind, so ersieht man aus ihnen, daß die günstigste Spannweite für größere Querschnitte, bei sonst gleicher Leitungsanordnung, höher liegt. Diese Tatsache ist auf die geringere Zusatzbelastung für stärkere Leitungen zurückzuführen.

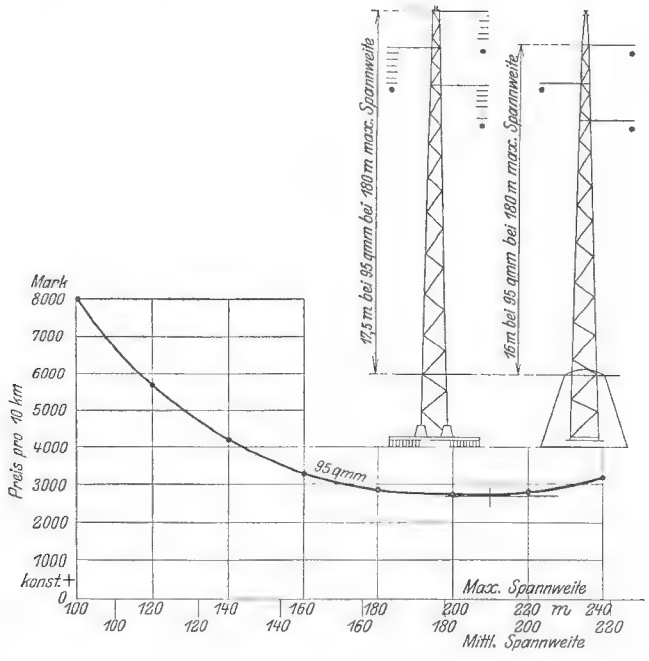


Abb. 189. Gesamtkosten einer 100 KV-Freileitung mit 3 Aluminiumleitungen von 95 qmm und 1 Erdungsseil für verschiedene Spannweiten; maximale Beanspruchung 7 kg/qmm.

Die Erhöhung des Gesamtquerschnitts durch Vermehrung der Leitungen statt Vergrößerung der einzelnen Querschnitte (z. B. sechs Leitungen von 35 qmm der Abb. 179 gegenüber drei Leitungen von je 35 qmm der Abb. 175) bewirkt eine Verschiebung des Kostenminimums im gleichen Sinne, aber nicht in demselben Maße nach oben. Für drei Leitungen ergab sich in diesem Falle als günstigste Spannweite 177 m, für sechs Leitungen gleichen Querschnitts hingegen 190 m. Es folgt daraus, daß sich das Optimum nur wenig ändert, wenn zu den Starkstromleitungen ein Erdungsseil hinzutritt. Abb. 177 ergibt für drei Leitungen von 35 qmm und ein Erdungsseil für 16 kg/qmm Maximalbeanspruchung 180 m als Minimum, Abb. 181 für sechs Leitungen von 35 qmm und ein Erdungsseil 193 m, was mit dem Obengesagten übereinstimmt.

Wählt man als Maximalbeanspruchung 12 kg/qmm für Kupferleitungen, so zeigt der Vergleich von Abb. 176, 178, 180 und 182 mit den Abb. 175, 177, 179 und 181, daß das Minimum bei einer Spannweite liegt, die etwas kleiner ist als für 16 kg

Abb. 190 bis 193. Gesamtkosten einer 30 KV-Freileitung (3 Kupferleitungen 35 qmm, 1 Erdungsseil, maximale Beanspruchung 16 kg/qmm) bei verschiedenen Spannweiten.

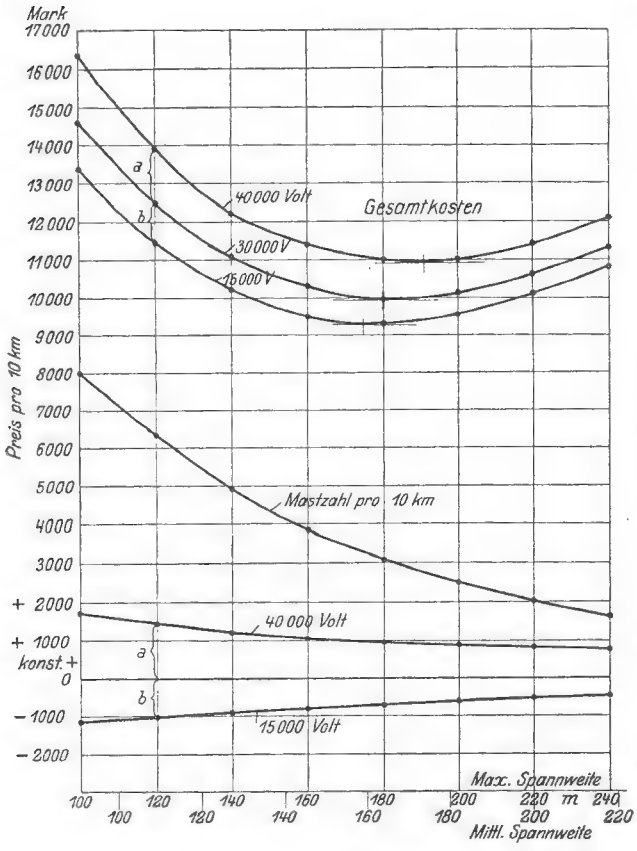


Abb. 190. Einfluß der Netzspannung.

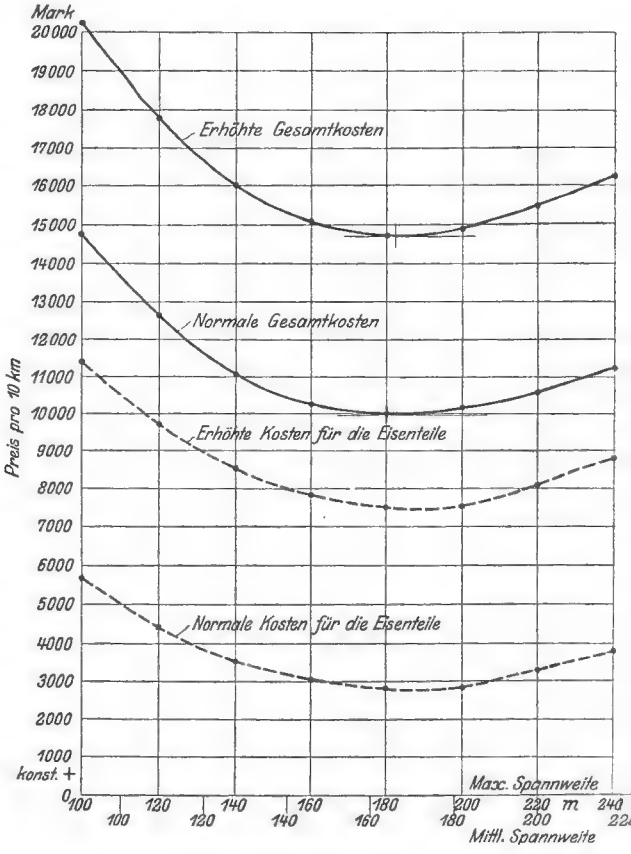


Abb. 191. Einfluß des Eisenpreises.

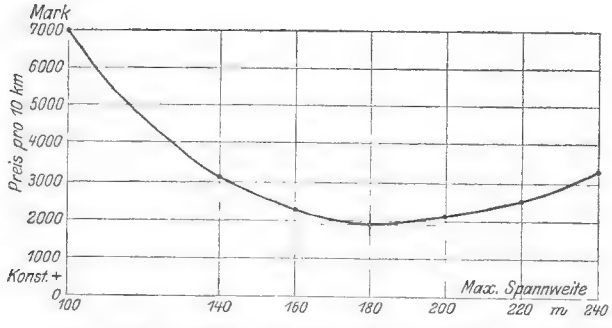


Abb. 192. Die Zahl der Maste ist um 20% höher als in einem Gelände ohne Hindernisse.

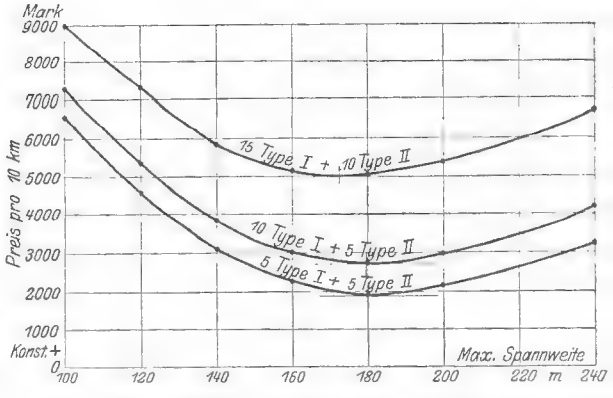


Abb. 193. Einfluß verschiedener Annahmen betr. Zahl der Eckmaste pro 10 km.

pro qmm; dabei sind natürlich die Gesamtkosten der Anlage (12 kg/qmm) bedeutend höher als die für 16 kg/qmm Maximalbeanspruchung.

Abb. 183 und 184 bzw. Tabelle C zeigen die Änderung der wirtschaftlichen Spannweite bei Verwendung von Hängeisolatoren an Stelle von Stützisolatoren. Die Maste unterscheiden sich durch die Ausbildung der Mastköpfe, außerdem greifen die Zugkräfte in größerer Höhe an; an den Eck- und Abspannmasten müssen ferner doppelte Isolierkörper für jede Leitung eingebaut werden. Der Einfluß der höheren Anlagekosten macht sich dadurch bemerkbar, daß die wirtschaftliche Spannweite größer wird als für Leitungen mit Stützisolatoren.

Die Ergebnisse der Rechnung für Aluminiumleitungen (30 KV Abb. 185 bis 188, 100 KV Abb. 189 und Tabelle D) zeigen ebenfalls, daß die wirtschaftlichste Spannweite für größere Leitungsquerschnitte höhere Werte annimmt. Allerdings muß darauf hingewiesen werden, daß große Spannweiten, besonders bei kleinen Querschnitten, sehr großen Durchhang voraussetzen. Wegen der Gefahr des Zusammenschlagens wird man deshalb unter den günstigen Spannweiten bleiben müssen, wenn man das Zusammenschlagen nicht durch geeignete Anordnung der Leitungen verhindern kann.

Wichtig ist es, den Einfluß der Änderung der Betriebsspannung gegenüber den Rechnungsbeispielen festzustellen; hierfür gibt Abb. 190 einen Anhalt, in der die Gesamtkosten für drei Kupferleitungen von 35 qmm mit einen Erdungsseil für 30 KV (vgl. Abb. 177) dargestellt sind. Ändert sich die Betriebsspannung von 30 KV beispielsweise auf 15 KV, so ergibt sich für jeden Mast eine gleiche Ersparnis für Isolatoren, Stützen, Traversen und Montagekosten; die Gesamtersparnis ist demgemäß für eine gegebene Strecke der Mastzahl proportional. Die Mastzahlen sind nun als Funktion der Spannweite aufgetragen, gleichzeitig ist eine Kurve gezeichnet, die die Ersparnis an Kosten für 15 KV als vielfaches ersterer angibt. Die Kombination der letzteren mit der Kurve für 30 KV ergibt die mit 15 KV bezeichnete Kurve und läßt die wirtschaftlichste Spannweite für diesen Fall erkennen. Ähnlich wurde für 40 KV verfahren. Die Abb. 190 zeigt also, daß die wirtschaftliche Spannweite mit der Spannung steigt.

Für Leitungen mit Hängeisolatoren ist ein Rückschluß auf andere Spannungen nicht so einfach anzustellen, da sich die Masthöhen infolge der Längenänderung der Isolatorenketten mit der Spannung ändern. Die Überlegung, daß die günstigste Spannweite für eine Leitung mit niedrigerer Spannung als 100 KV zwischen der bei 100 KV und der einer Leitung mit Stützisolatoren liegen wird, gibt einen Anhalt für die Schätzung. In ähnlicher Weise kann unter Umständen eine Extrapolation für höhere Spannungen zum Ziele führen.

Es wurde ferner untersucht, welchen Einfluß der Eisenpreis, der für die variablen Kosten maßgeblich ist, auf das Ergebnis hat. Zu diesem Zwecke wurde der Eisenpreis bei einem der oben angeführten Beispiele um 34 Proz. erhöht, während der übrige Teil der variablen Kosten unverändert blieb. In Abb. 191 ist die ausgezogene, mit „Normale Gesamtkosten“ bezeichnete Kurve in den vom Eisenpreis abhängigen und nicht abhängigen Teil zerlegt. Ersterer wurde nun entsprechend obigen Angaben durchweg um 34 Proz. erhöht und durch Addition der so erhaltenen Werte mit den unveränderlichen die neue, ausgezogene, mit „Erhöhte Gesamtkosten“ bezeichnete Kurve ermittelt. Es zeigt sich, daß der höhere Eisenpreis die wirtschaftliche Spannweite (allerdings nur wenig) nach oben verschiebt.

Es sei schließlich der Fall betrachtet, daß die Anlage in einem sehr schwierigen Gelände erstellt werden muß. Es wird dann die Mastzahl bei gleicher Maximalspannweite größer und die mittlere Spannweite kleiner, als der ursprünglichen Annahme entspricht.

Um diesen Einfluß zu berücksichtigen, wurde die Mastzahl um weitere 10 Proz., also im ganzen um 20 Proz., vergrößert, die erhaltenen Werte sind in Abb. 192 zusammengestellt. Der Vergleich mit Abb. 177 zeigt, daß der Einfluß einer Vergrößerung der Mastzahl die günstigste Spannweite nur unwesentlich beeinträchtigt (190 m statt 180 m).

In ähnlicher Weise wurde in Abb. 193 untersucht, welchen Einfluß die Annahme einer größeren Zahl von Eckmasten (Type I und Type II) bei gleicher Gesamtmastzahl ausübt. Die unterste Kurve ist die bereits in Abb. 177 enthaltene; sie ist für fünf Maste Type I und fünf Maste Type II aufgestellt, die mittlere für 10 Maste Type I und 5 Maste Type II, die oberste schließlich für 15 Maste Type I und 10 Maste Type II.

Die Minima liegen etwa bei 180 m, 178 m bzw. 172 m, die günstigste Spannweite wird somit für die größere Anzahl von Eckmasten unwesentlich kleiner.

Wie bereits erwähnt, sind die aufgestellten Berechnungen nicht mehr richtig, wenn andere klimatische Verhältnisse eine von der angenommenen verschiedene Zusatzbelastung verursachen oder wenn weitgespreizte Maste zur Anwendung kommen. Aus diesem Grunde läßt sich auch das von Scholes durchgeführte Beispiel nicht zum Vergleich mit den Ergebnissen dieser Arbeit heranziehen.

Wenn auch die Tabellen für einen bestimmten praktischen Fall diejenige Spannweite angeben, bei der die Gesamtanlagekosten der Freileitung den geringsten Wert annehmen, so wird man doch bestrebt sein müssen, mit der Maximalspannweite etwas höher zu gehen. Der geringe Mehraufwand lohnt sich im Interesse größerer Betriebssicherheit; große Spannweite erlaubt außerdem, Hindernisse leichter zu überwinden.

Wenn in unregelmäßigem Gelände kleinere Spannweiten als die angenommenen nötig werden, so ist der erlangte Vorteil (Verminderung des Durchhanges) für große Spannweiten relativ größer als für kleine.

III. Elektrizitätsversorgung der Großstädte.[1]

Einleitung.

Von allen Energieformen, deren Anwendung zur Deckung städtischen Bedarfes versucht wurde, hat sich die Elektrizität wegen ihrer Vielseitigkeit und leichten Verteilbarkeit als die geeignetste erwiesen. Mit Ausnahme der nicht an eine bestimmte Fahrbahn gebundenen Fahrzeuge, denen die Arbeit der Zentrale nur auf dem kostspieligen Umwege über den Akkumulator zugeführt werden kann, will man heute alle Arbeitsmaschinen elektrisch betreiben, in der richtigen Erkenntnis, daß die in großen Maschinen zentral erzeugte Energie mit geringen Verlusten fortgeleitet, wirtschaftlicher geliefert werden kann als die jedes Detailsystems. Wer würde heute noch an den Betrieb von Straßenbahnen durch Druckluftmotoren denken, von denen selbst Reuleaux noch vor wenigen Jahren die Umwandlung des Straßenbahnbetriebes erhoffte, oder an die Einführung von Gaskraftwagen und Seiltriebbahnen in den Straßen einer Großstadt? Oder wer würde zum Zwecke der Kraftverteilung heute noch ein Druckluftsystem wie das Poppsche in Paris oder ein Druckwassersystem wie in London neu einführen?

Die Lösung des speziellen Großstadtproblemes: Zentralisierung der Geschäfte und Dezentralisation der Wohnungen ist nur mit Hilfe der Elektrizität möglich, die ferner als einzigste Betriebskraft für städtische Schnellbahnen (Hoch- und Untergrundbahnen) in Betracht kommt.

Über diese Konkurrenten hat die Elektrizität einen leichten Sieg davongetragen.

Lediglich auf dem Gebiete der Beleuchtung findet sie im Gas und Petroleum noch ernsthaften Wettbewerb, aber auch diesen gewissermaßen nur aus historischen Gründen; denn der Kampf wird mit ungleichen Mitteln geführt: selbst die größten städtischen Gasanstalten sind bezüglich der Erzeugungskosten heute der möglichen Grenze sehr nahe und bezüglich der Anwendung des Gases stehen z. Zt. keine wesentlichen Verbesserungen in Aussicht. Die Elektrizität ist jedoch von der rentablen unteren Grenze noch sehr entfernt und sie bereitet sich in aller Stille auf einen weiteren Angriff durch Einführung arbeitsparender Lampen vor. Aber auch die heutigen Einrichtungen und Preise genügen schon, um der Elektrizität den Sieg zu sichern, denn die Kosten der Kerzenstunde, die ihre Gegner zum Vergleich heranzuziehen pflegen, sind allein nicht maßgebend: die sehr wichtigen hygienischen Eigenschaften, die Beseitigung der Feuersgefahr, vor allem die außerordentlich zur Herabminderung der Kosten beitragende leichte Schaltbarkeit sind unübertreffbare Vorteile elektrischer Beleuchtung. Es sind, wie gesagt, im wesentlichen historische

[1]) Vortrag, gehalten in der Sitzung des Elektrotechnischen Vereins am 20. I. 1914; nach einem Vortrag vor der Institution of Electrical Engineers, London (Electricity Supply of large Cities) am 4. XII. 1913.

Gründe, die die Gasanstalten als Beleuchtungszentralen am Leben erhalten; sie werden sich notgedrungen mehr und mehr zu Wärmezentralen umwandeln müssen. Dort, wo dem Gaswerke der beste Langverbraucher, die ererbte Straßenbeleuchtung genommen und dem Elektrizitätswerk übergeben wurde, hat sich die Richtigkeit dieser Behauptung bereits erwiesen. Wenngleich der elektrische Strom anfängt, wie der rasch steigende Absatz von Koch- und Heizapparaten zeigt, unter bestimmten Voraussetzungen auch dieses Gebiet zu erobern, so muß doch z. Zt. in kontinentalen Großstädten mit einer ernsthaften Konkurrenz des Gases auf dem Gebiet des Heizens und Kochens gerechnet werden, weil das Preisverhältnis für die allgemeine Anwendung elektrischen Stromes noch zu ungünstig liegt.

Ob dieses Verhältnis in Zukunft das gleiche bleiben wird, muß abgewartet werden. So glaubt man beispielsweise in London, wo die Lebensgewohnheiten der Bevölkerung eine sehr gleichmäßige Inanspruchnahme elektrischen Stromes für Koch- und Heizzwecke erwarten lassen, an seine baldige großzügige Verwendung auch hierfür, und es ist nicht unwahrscheinlich, daß dort in absehbarer Zeit die Verteilungsnetze ein Vielfaches des heutigen Lichtstromes an Koch- und Heizstrom führen werden.

Nur der hohe Preisunterschied für die verschiedenen Anwendungsgebiete elektrischen Stromes steht heute seiner allgemeinen Einführung noch hindernd im Wege, jede Verbilligung führt daher zu steigendem Verbrauch. Es darf ohne Übertreibung gesagt werden, daß die zielbewußte Anwendung derjenigen Faktoren, die bereits nach heutiger Kenntnis und Erfahrung zur Verfügung stehen, ausreicht, um den Verbrauch auf ein Vielfaches zu steigern, wenn die Elektrizitätswerke sich gleichzeitig von denjenigen Fesseln befreien können, die ihnen ursprünglich im vermeintlichen Interesse der Abnehmer auferlegt wurden und die sich heute häufig als das Gegenteil, nämlich als eine Schädigung der Allgemeinheit erweisen. Diese Faktoren sind zwar ihrer Art nach bekannt und man weiß, welche unter ihnen günstige und welche ungünstige Einflüsse ausüben, es fehlt aber z. Zt. noch an einer Feststellung des Maßes; Berechnungen allgemeiner Art, die die Wirkung verschiedener Belastungsarten auf Erzeugungs- und Verteilungskosten feststellen, sind insbesondere für Großstädte bisher nicht durchgeführt worden.

Es ist der Zweck nachstehender Arbeit, diese Ergänzung zu liefern.

Der Vergleich mit vorhandenen Verhältnissen erstreckt sich auf drei typische Beispiele. Die hierfür zur Verfügung stehenden Unterlagen gestatteten, die Untersuchungen auf Einzelheiten auszudehnen, die für die Beurteilung der ganzen Frage von Wert sein dürften. Es sind dies für Berlin: die Berliner Elektricitäts-Werke, für Chicago: die Commonwealth Edison Company und für London: die behördlichen bzw. autorisierten Elektrizitätswerke in und um London. Dabei sind folgende Geschäftsjahre zugrunde gelegt:

Berlin	1911/12,
Chicago	1911,
London	1910/11.

Es sei aber ausdrücklich betont, daß keine Polemik für oder gegen das eine oder andere Beispiel beabsichtigt wird. Der Grund, weshalb gerade diese gewählt wurden, ist vielmehr ein rein zufälliger, er erklärt sich einfach aus der Tatsache, daß die Beschaffung der umfangreichen Rechnungsgrundlagen für obige Anlagen am leichtesten fiel; derselbe Grund ist auch für die Auswahl der Jahre maßgeblich gewesen. Die gewählten Beispiele sind aber deshalb besonders gut geeignet, weil die Zentralisierung in Chicago am weitesten und in London am wenigsten durchgeführt ist; Berlin liegt in der Mitte.

Die leider auch in Fachkreisen herrschende Gepflogenheit, die Güte und Wirtschaftlichkeit der Anlage und des Betriebes nach den Kosten einer Kilo-

wattstunde zu beurteilen, muß zurückgewiesen werden. Nichts ist falscher als solche Kritik. Wie später gezeigt wird, ist der jeweilige Ausnutzungsfaktor von größerem Einfluß auf die Erzeugungskosten als irgend ein anderer Wert, wie z. B. billiger Betrieb und niedrige Anlagekosten. Ein Vergleich der Betriebskosten ohne gleichzeitige Nennung des dazugehörigen Ausnutzungsfaktors ist deshalb wertlos.

1. Geschichtliche Entwicklung der Stromversorgung.

Berlin: Die Aktiengesellschaft Berliner Elektricitäts-Werke hat nach den Verträgen von 1888, 1899 und 1907 das Recht, Straßen usw. zur Verlegung von Leitungen zu benutzen gegen die Verpflichtung, den in dem Weichbild von Berlin hervortretenden Bedürfnissen an Elektrizität für alle Verwendungszwecke zu genügen. Sie darf nach ihrer Wahl die Elektrizität im Innern der Stadt erzeugen oder von außerhalb gelegenen Zentralen in die Stadt leiten. Auch die Stromlieferung außerhalb des Weichbildes ist freigestellt, mit der Maßgabe jedoch, daß auf Wunsch der Stadt sowohl die inneren Anlagen wie auch alle Anlagen außerhalb der Stadt innerhalb eines Umkreises von 30 km nach Ablauf der Vertragsdauer (1915) zum Buch- oder Taxwert in den städtischen Besitz übergehen. Die Tarife unterliegen der behördlichen Genehmigung, es hat eine Ermäßigung derselben zu erfolgen, sobald der Reingewinn $12^1/_2\,\%$ des Aktienkapitals übersteigt. Die Stadt ist in der Weise an den Einnahmen beteiligt, daß sie $10\,\%$ von der Bruttoeinnahme der Gesellschaft erhält und außerdem die Hälfte desjenigen Reingewinns, der $6\,\%$ des Vorzugs-Aktienkapitals und $4\,\%$ des Aktienkapitals übersteigt. Die Höhe dieser Abgaben stieg z. B. im Geschäftsjahre 1912/13 auf 7184000 M. und übertraf damit erheblich die Dividende des 64 Mill. M. betragenden Aktienkapitals der Gesellschaft.

Die Entwicklung der Berliner Elektricitäts-Werke zeigen folgende Zahlen:

1900/01	verkauft . . .	69700000	KW Std.
1905/06	„ . . .	126200000	„
1910/11	„ . . .	192100000	„
1912/13	„ . . .	244300000	„

Die Verteilung innerhalb Berlins geschieht durchweg in Gleichstrom, mit Ausnahme eines Stadtteils im Norden von Berlin, und einiger Vororte, die direkt mit Drehstrom versorgt werden.

Außer den Berliner Elektricitäts-Werken und einer Anzahl sogenannter Blockstationen bestehen mehrere getrennte Bahnkraftwerke, in denen der Strom für die Untergrundbahnen und einen Teil der Straßenbahnen erzeugt wird[1]).

Chicago: Die heutige Stromversorgung von Chicago ist aus einer großen Anzahl kleiner Stromlieferungsgesellschaften (ca. 36) hervorgegangen, die sich in den Jahren 1892 bis 1906 zu zwei großen Gesellschaften zusammenschlossen, bzw. von diesen aufgekauft wurden, der

Chicago Edison Company

und der

Commonwealth Electric Company.

1907 erfolgte dann die Verschmelzung dieser beiden Gesellschaften zu der

Commonwealth Edison Company.

Alle kleineren Kraftwerke wurden stillgesetzt, so daß heute der gesamte Strom nur noch von vier großen Zentralen geliefert wird.

---

[1]) Unberücksichtigt sind auch diejenigen Vororte, die unabhängige Elektrizitätswerke besitzen. Vgl. „ETZ“ 1913, S. 579 und 636.

Die Genehmigung zur Stromlieferung erstreckt sich auf 50 Jahre (von 1907 ab) und ist an die Bedingung eines Höchsttarifes und einer Abgabe an die Stadt von 3% des Bruttogewinnes geknüpft.

Die Entwicklung geht aus folgenden Zahlen hervor:

1900	verkauft	33700000	KW Std.
1905	„	93000000	„
1910	„	550000000	„
1912	„	712000000	„

Die Speisung der Unterstationen erfolgt mit Drehstrom von 9000 V und 25 Perioden, z. T. auch mit 20000 V und 60 Perioden. Die Verteilung geschieht im Innern der Stadt durch Gleichstrom, in den äußeren Gebieten durch Drehstrom von 2000 bis 4000 V bei 60 Perioden.

London: Auch hier wurde, ähnlich wie in Chicago, die elektrische Versorgung durch eine Reihe privater Gesellschaften eingeleitet. Ihre Entwicklung wurde jedoch gleich im Anfang durch gesetzliche Bestimmungen behindert, die Konzessionen wurden auf einen Zeitraum von nur 21 Jahren beschränkt, die Stromversorgung der Stadt nach Gebieten geteilt, die der überkommenen administrativen Einteilung entsprachen, ohne Rücksicht auf die natürliche Entwicklung zu nehmen. Jeder Stadtteil erhielt seine eigene Zentrale und sein besonderes Netz, die z. T. von der Behörde des betreffenden Stadtteiles selbst betrieben, z. T. Privatgesellschaften konzessioniert wurden. Die Verbindung der einzelnen Werke war verboten, sie wurde erst durch ein Gesetz vom Jahre 1908 ermöglicht; seit dieser Zeit sind Bestrebungen im Gange, die auf Verschmelzung der zahlreichen Werke und auf Zentralisierung der Krafterzeugung abzielen. Gleichzeitig sollen die verschiedenen Systeme der Stromverteilung nach Möglichkeit vereinheitlicht werden.

2. Erörterung der preisbildenden Werte.

Es wurde bereits eingangs darauf hingewiesen, daß die Größe des Anschlusses wesentlich von dem Strompreise abhängt. Es sollen daher zunächst diejenigen Faktoren erörtert werden, die für seine Höhe bestimmend sind.

a) Anlagekosten.

Da jedes installierte Kilowatt nur die Abgabe einer bestimmten Zahl von Kilowattstunden gestattet, steht ihr Erzeugungspreis, unter sonst gleichen Bedingungen, in linearem Verhältnis zu dem pro Einheit aufgewandten Kapital. Die Kosten für das Kraftwerk und für das Netz werden dabei am besten getrennt behandelt.

Die spezifischen Kosten der Kraftwerke fallen um so rascher, je größer die Maschinensätze gewählt werden. Da aber größere Maschinensätze nur aufgestellt werden können, wenn gleichzeitig die Leistung des Kraftwerkes wächst, so kommt man zu dem Schluß, daß die Energieerzeugung um so billiger wird, je weiter man ihre Zentralisierung in Großkraftwerken durchführt. Während sich die Anlagekosten der Werke für Maschinensätze von 1000 KW auf angenähert 300 M/KW stellen, betragen sie für 20000 KW-Sätze nur noch die Hälfte. Berücksichtigt man, daß es sich in Großstädten um Leistungen von mehr als 100000 KW handelt, so wird man zugeben müssen, daß für solche Zwecke Maschinensätze, die wesentlich kleiner als 20000 KW sind, als unzweckmäßig und kostspielig verworfen werden müssen, und es scheint durchaus berechtigt, die Kraftwerke mit Einheiten von 30000 KW auszurüsten. Infolge dieser Entwicklung sind die spezifischen Anlagekosten der Kraftwerke in den letzten 10 Jahren bereits auf den vierten Teil ihres früheren Wertes heruntergegangen.

Für die Verteilungsnetze liegen die Verhältnisse nicht so günstig. Versucht man die Leistung der Leiter durch größere Querschnitte zu steigern, so erreicht man bald die Grenze der Wirtschaftlichkeit, weil die zulässige spezifische Belastung des Leiters und somit seine Ausnutzung rasch abnimmt.

Die vorstehend für die Kraftwerke als besonders vorteilhaft gefundene Steigerung der Zentralisierung führt somit für die Verteilungsnetze zunächst zu dem entgegengesetzten Ergebnis, weil sich das Netz durch längere Speisekabel verteuert, ohne daß es dadurch möglich ist, einen Gewinn für die Verteilungsleitungen herauszuholen.

Trotzdem lassen sich auch in den Netzen wesentliche Ersparnisse der Anlagekosten erzielen.

Zunächst sei auf die Anwendung höherer Betriebsspannungen hingewiesen. Die bisher üblichen Speisekabel für 6000 bis 10000 V sind heute für Großstädte unzureichend. Die zusätzlichen Kosten des Transformierens im Kraftwerk, die bei Spannungen über 10000 V entstehen, werden (abgesehen von der besseren Ausnutzung der Generatoren) schon bei kurzen Strecken durch die Ersparnisse an Kabeln ausgeglichen. Daher sollten Erweiterungen mit Spannungen von mindestens 20000 bis 30000 V ausgeführt werden, selbst wenn der Anschluß an vorhandene Anlagen eine teilweise nochmalige Herabtransformierung bedingt. Bei diesen Spannungen ist man imstande, Leistungen von 10000 KW noch in einem Kabel zu übertragen; die Kosten der Speisekabel werden damit auf etwa 2,50 M. pro übertragenes Kilowatt und pro km Entfernung herabgedrückt, so daß dann dieser Teil der Anlagekosten für städtische Entfernungen nur noch von geringem Einfluß ist.

Als weitere Maßnahme zur Verbilligung der Anlagekosten ist die Umwandlung des Netzes in ein einheitliches Drehstromnetz mit geschlossenem Niederspannungsnetz (soweit ein solches System nicht schon vorhanden ist) zu empfehlen, weil die Anlage von Ringleitungen und der Zusammenschluß verschiedener Stadtteile eine bessere Ausnutzung der Kabel ermöglicht. Berücksichtigt man ferner, daß die Zentralenspannung schon bei mittleren städtischen Anlagen zur Herabminderung der Fortleitungskosten ein Vielfaches der Gebrauchsspannung sein muß, so stellt die nachträgliche Umwandlung in Gleichstrom (außer für Bahnzwecke!), die heute noch vielfach üblich ist, lediglich eine überflüssige und unzweckmäßige Verteuerung der Netzkosten dar. Die spezifischen Anlagekosten zur Umwandlung von Wechselstrom in Gleichstrom sind etwa vier- bis fünfmal so hoch als die der einfachen Spannungstransformierung des Wechselstromes.

Die Statistik hat ferner längst erwiesen, daß die früher vielfach behauptete größere Betriebssicherheit der Batterieumformerwerke in Verbindung mit Gleichstromnetzen gegenüber den Drehstromnetzen nicht besteht. Dem Vorteil der Momentanreserve durch die Batterie steht eben die größere Kompliziertheit des Systems gegenüber.

b) Verzinsung des Anlagekapitals.

Für alle wirtschaftlichen Vergleichsrechnungen ist ein einheitlicher Zinssatz anzunehmen, der für eine gedeihliche Entwicklung ausreichen muß. Ein zu kleiner Zinsertrag ist stets ein Hemmnis für die Beschaffung neuer Mittel, er hindert somit das Unternehmen daran, den raschen Fortschritten der Wirtschaftlichkeit zu folgen, so daß hierdurch schließlich der Strompreis unnötig verteuert wird. Anderseits sind der Verzinsung obere Grenzen gesetzt, weil ein Unternehmen, das auf Benutzung öffentlicher Straßen und Plätze angewiesen ist und auch sonst öffentliche Privilegien in Anspruch nimmt, neben dem Interesse der Besitzer das Interesse der Allgemeinheit wahrzunehmen verpflichtet ist.

Zweifellos sind jedoch hierbei die Forderungen häufig überspannt worden und haben dann durch Hemmung der Entwicklung der Allgemeinheit eher geschadet

als genützt. Es ist daher von großem Interesse, in dieser Hinsicht den Standpunkt verschiedener Länder miteinander zu vergleichen. In Deutschland sehen die Städte die sogenannte Konzession, d. h. die Erteilung der Erlaubnis zur Benutzung öffentlichen Eigentums für Fortleitungszwecke als einen wertvollen Besitz an, den die Stadt, wenn sie ihn nicht selbst verwalten will, möglichst vorteilhaft (was leider häufig mit möglichst teuer verwechselt wird) an einen Dritten verkauft oder verpachtet. Man glaubt damit den Interessen der Allgemeinheit am besten zu dienen. Das besondere Interesse des Stromverbrauchers wird, hauptsächlich wenn es sich um Beleuchtung handelt, erst in zweiter Linie berücksichtigt, aus der Erwägung heraus, daß der Allgemeinheit in den Gasanstalten eine zweite zentrale Lichtquelle zur Verfügung steht. Ist die Gasanstalt zudem in städtischem Besitz, so wird dieser Standpunkt aus naheliegenden Gründen um so stärker betont. Solange elektrische Beleuchtung als Luxusbeleuchtung anzusehen war, liefen somit die an die Städte zu zahlenden Abgaben auf eine Lichtsteuer für die wohlhabenderen Klassen hinaus und ließen sich dadurch rechtfertigen. Für gewerbliche Zwecke war aber die häufig zu hohe Besteuerung schon damals ein Fehler. Dies trifft in wachsendem Maße auch für Beleuchtung zu, je mehr die Verwendung elektrischen Lichtes Allgemeingut wird. Insbesondere ist es die Bruttoabgabe von den Einnahmen, die in dieser Hinsicht prohibitiv wirkt, weil sie das zentrale Werk den Einzelanlagen gegenüber vorbelastet und damit konkurrenzunfähig macht. Die große Anzahl von Einzelanlagen, die Nichtausführung industrieller Anschlüsse, der ungenügende Anschluß von Vororten usw. ist oft auf zu hohe Bruttoabgabe zurückzuführen.

In England haben sich Parlament und Behörden fast stets auf den gegensätzlichen Standpunkt gestellt, daß jede Verbesserung technischer oder wirtschaftlicher Natur nicht nur dem Unternehmen, sondern in gleichem Maße auch den Verbrauchern zugute kommen müßte. Wenn überhaupt Abgaben gefordert werden, so sind diese außerordentlich niedrig. Es wird dagegen in fast allen Konzessionen verlangt, daß ein großer Teil der eine bestimmte Verzinsung übersteigenden Überschüsse zu Preisermäßigungen verwandt wird. Auch die in städtischem Betriebe befindlichen Werke sollen nicht in erster Linie Überschüsse, sondern billigen Strom liefern. Man findet deshalb in England fast überall niedrige Tarife.

Eine Verzinsung von 6 bis 8% des Wertes der Anlagen dürfte ungefähr die untere Grenze darstellen, die dem Unternehmen noch einen günstigen Markt und somit eine unbehinderte Entwicklung sichert, ohne dabei den Strompreis in erheblichem Maße zu belasten. Hinsichtlich der Abschreibungen und sonstigen Rücklagen scheint für Zentralen, Unterstationen und Verteilungsnetze ein mittlerer Satz von 3 bis 4% angemessen; für Fernleitungen und Speisekabel, bei denen das Leitungsmaterial (Kupfer) einen großen Prozentsatz der Kosten ausmacht und bleibenden Wert besitzt, dürften hierfür 2% als ausreichend anzusehen sein. Den nachfolgenden Rechnungen ist daher eine Gesamtverzinsung von 10% für Kraftwerke, Unterstationen und Verteilungsnetze und von 8% für Fernleitungen und Speisekabel zugrunde gelegt; die auf dieser Basis berechneten Strompreise sind als „normale“ bezeichnet.

c) Betriebskosten.

Die Betriebskosten setzen sich aus denen des Kraftwerkes und denen des Netzes zusammen, wobei zum Netze auch Unterstationen und Transformatorstationen gerechnet werden; die Betriebskosten sind somit die Summe der Erzeugungskosten und der Fortleitungskosten. Getrennt zu berechnen sind außerdem die Kosten der Fortleitungsverluste, die sich als Produkt der Verluste und der Erzeugungskosten darstellen. Wie nachstehende Ausführungen zeigen, erweist sich diese Dreiteilung als besonders zweckmäßig für solche Untersuchungen.

Die Erzeugungskosten hängen von der Größe der Zentrale ab oder genauer von der Größe der Maschinensätze. Kraftwerke mit Sätzen von 20000 KW gebrauchen bei Vollast nur etwa $^3/_4$ soviel Kohle als Werke mit 1000 KW-Sätzen und nur die Hälfte oder noch weniger als ältere Zentralen. Der Bedarf an Betriebspersonal richtet sich wesentlich nach der Zahl der Maschinen, weniger nach ihrer Größe; die Personalkosten fallen mit steigender Leistung der Werke, und zwar um so mehr, als Menschenarbeit durch automatische Einrichtungen ersetzbar wird; das ist aber wiederum in großen Kraftwerken in höherem Maße der Fall. Ähnlich verhält es sich mit den Beträgen für Reparaturen, Lagerkosten und allgemeine Unkosten.

Für die Fortleitungskosten ist ein einfacher Zusammenhang zwischen Größe und Betriebskosten der Netze nicht feststellbar, infolgedessen lassen sich einfache Regeln für möglichst wirtschaftlichen Betrieb der Netze nicht angeben. Zweckmäßige Einteilung nach betriebstechnischen Grundsätzen, möglichste Normalisierung der Einrichtungen, Vereinfachung der Organisation ergeben um so größere Ersparnisse, je weiter die Zentralisierung durchgeführt ist, d. h. je größere Gebiete nach einem Willen versorgt werden. Hierbei sei nochmals die Überlegenheit der reinen Wechselstromnetze über gemischte Systeme ausdrücklich hervorgehoben.

Auch die Netzverlustkosten, die in älteren Anlagen manchmal bis zu 20% der erzeugten Arbeit und bis zu 12% der Einnahmen verschlingen, lassen sich mit der Vergrößerung und Vereinheitlichung der Anlagen auf etwa die Hälfte ermäßigen, da dann gleichzeitig die niedrigen Erzeugungskosten auf die Verlustkosten verbilligend wirken.

3. Einfluß der Ausnutzung der Anlagen auf die Betriebskosten.

In einer früheren Arbeit (vgl. Bd. I, S. 66ff.) sind die Rechnungsgrundlagen für die Bestimmung der Erzeugungskosten in Zentralen entwickelt; sie erfordern für den vorliegenden Fall eine Erweiterung, weil in den Betriebskosten („Normalpreise") noch die Fortleitungskosten enthalten sind und diese somit noch hinzukommen.

Der „Normalpreis" wird gebildet durch die Summe

$$K = K_e + K_v + K_n \quad \ldots\ldots\ldots\ldots \quad (1)$$

dabei bedeuten:

K „Normalpreis" = Gesamte Betriebskosten (einschließlich Zinsen).
K_e Anteil der Zentralkosten = Erzeugungskosten.
K_v Anteil der Netzverlustkosten.
K_n Anteil der Netzbetriebskosten.

Die Abhängigkeit der einzelnen Werte von der Konsumart bzw. von der Ausnutzung ergibt sich aus nachfolgenden Gleichungen.

Analog der für die Ermittlung der Erzeugungskosten gegebenen Definition des Ausnutzungsfaktors

$$n^1 = \frac{\text{mittlere in das Netz abgegebene Leistung der Zentrale}}{\text{installierte Gesamtleistung}}$$

wird der für den „Normalpreis" maßgebende Ausnutzungsfaktor (n) dargestellt durch den Ausdruck:

$$n = \frac{\text{mittlere verkaufte Leistung}}{\text{installierte Gesamtleistung}},$$

die Beziehung zwischen diesen beiden Werten ist gegeben durch

$$\frac{n}{n^1} = \eta = \frac{\text{mittlere verkaufte Leistung}}{\text{mittlere Leistung der Zentrale}} = \frac{\text{verkaufte KW Std.}}{\text{erzeugte KW Std.}},$$

mithin durch den mittleren Wirkungsgrad (η) des Gesamtnetzes.

Die Erzeugungskosten (K_c) betragen nach früheren Ermittlungen[1]):

$$K_c = \frac{1}{n^1} \cdot a_c + b_c \text{ Pf/KW Std.}$$

und werden somit als Anteilkosten am Verkaufspreis ausgedrückt durch die Gleichung:

$$K_c = \frac{1}{n} \cdot \eta \cdot a_c + b_c \text{ Pf/KW Std.} \quad \ldots\ldots\ldots \quad (1)$$

Hinichtlich der Netzverluste läßt sich eine ähnliche Gleichung aufstellen mit der Annäherung, daß die Kupferverluste, die genau genommen quadratisch mit der Belastung wechseln, letzterer proportional sind. Diese Vereinfachung ist zulässig, weil die Verlustkosten nur einen kleinen Teil der Gesamtkosten ausmachen.

Es betragen somit die Verluste pro verkaufte Kilowattstunde

$$V = \frac{1}{n} \cdot a_v + b_v \text{ KW Std. verkaufte KW Std.} \quad \ldots\ldots \quad (2)$$

wobei a_v die Leerlaufverluste (Eisenverluste der Umformer, Transformatoren, dielektrische Verluste usw.) und b_v die Kupferverluste der Transformatoren, Umformer, Kabel usw. bedeuten.

Um hierzu die Verlustkosten (K_v) zu finden, ist obiger Wert V mit dem für K_c gefundenen Betrag der Erzeugungskosten zu multiplizieren, mithin beträgt

$$\begin{aligned} K_v &= V \cdot K_c \text{ Pf pro verkaufte KW Std.} \\ &= \frac{1}{n^2} \cdot \eta \cdot a_c \cdot a_v + \frac{1}{n} [\eta \cdot a_c \cdot b_v + b_c \cdot a_v] + b_c b_v \quad \ldots\ldots\ldots \quad (3) \end{aligned}$$

Der Wert für η ist gegeben durch die Bezeichnung:

$$\eta = \frac{1}{1+V} = \frac{n}{a_v + n(1+b_c)} \quad \ldots\ldots\ldots \quad (4)$$

Der Anteil der Netzbetriebskosten (K_n) am Verkaufspreis läßt sich ebenfalls durch eine Gleichung ausdrücken von der Form:

$$K_n = \frac{1}{n} \cdot a_n + b_n \text{ Pf/KW Std.} \quad \ldots\ldots\ldots \quad (5)$$

Hierin bedeuten wiederum a_n die Betriebskosten bei unbelasteter Anlage und b_n den von der Ausnutzung unabhängigen Kostenanteil.

Berücksichtigt man, daß η innerhalb der praktisch vorkommenden Werte für n nur wenig variiert und somit für diesen Bereich ohne großen Fehler als konstant angenommen werden kann, so erhält man als Endgleichung für den Verkaufspreis eine Gleichung von der Form:

$$K = \frac{1}{n} \cdot a + \frac{1}{n^2} \cdot a_1 + b \text{ Pf/KW Std.} \quad \ldots\ldots\ldots \quad (6)$$

die man als „Kostencharakteristik" der gesamten Anlage bezeichnen kann. Es ist einleuchtend, daß die Kenntnis dieser Gleichung die Möglichkeit bietet, nicht nur den mittleren Strompreis der Gesamtanlage zu bestimmen, sondern auch die für die verschiedenen Konsumarten zu zahlenden Preise in richtiger Weise abzustufen, sobald deren Einfluß auf den Ausnutzungsfaktor bekannt ist.

Bei der prinzipiellen Bedeutung, die nach [vorstehenden Erörterungen dem Ausnutzungsfaktor zukommt, wurde versucht, eine Grundlage zu schaffen, um den Wert des Ausnutzungsfaktors rechnerisch im voraus zu bestimmen.

[1]) Vergl. Bd. I, S. 67, Gl. 9.

4. Vorausbestimmung des Ausnutzungsfaktors.

Der Ausnutzungsfaktor einer Anlage, d. h. das Verhältnis der in einer beliebigen Zeit (t) verkauften Kilowattstunden (z) zu der mit der gesamten installierten Zentralenleistung (L) möglichen Energieabgabe

$$\left(n = \frac{z \cdot t}{L \cdot t} = \frac{z}{L}\right)$$

setzt sich aus drei Faktoren zusammen, deren Einzelwerte entsprechend der Art der Anlage und ihrer Teile variieren, nämlich

$$n = \frac{1}{r} \cdot \eta \cdot m \quad \ldots \ldots \ldots \ldots \ldots \quad (7)$$

Hierin bedeuten:

$$r = \frac{\text{installierte Leistung der Zentrale}}{\text{Spitzenleistung der Zentrale}} = \text{„Reservefaktor“};$$

$$\eta = \frac{\text{verkaufte Kilowattstunden}}{\text{erzeugte Kilowattstunden}} = \text{„Wirkungsgrad der Fortleitung“};$$

$$m = \frac{\text{mittlere Leistung der Zentrale}}{\text{Spitzenleistung der Zentrale}} = \text{„Belastungsfaktor der Zentrale“}.$$

Reservefaktor und Ausnutzungsfaktor stehen in reziprokem Verhältnis zueinander. Obwohl sich für die Höhe der Reserveleistung bestimmte Regeln nicht aufstellen lassen, darf man doch behaupten, daß der Prozentsatz der Spitze um so kleiner sein darf, je größer die Anlage ist. Dies gilt sowohl für das Kraftwerk wie für das Netz und wird dadurch begründet, daß der Belastungsverlauf in kleineren Werken größeren Zufälligkeiten unterworfen ist. Man muß daher (außer der Reserve für Überholen und Reparaturen) auf solche Unsicherheiten durch entsprechende Erhöhung der installierten Leistung Rücksicht nehmen.

Das Abhängigkeitsverhältnis zwischen Wirkungsgrad und Ausnutzungsfaktor kann angenähert linear angenommen werden. Für den Verkaufspreis des Stromes bedeutet dies somit, daß die Verbesserung des Netzwirkungsgrades nicht nur Ersparnis an Verlustkosten, sondern gleichzeitig (durch Erhöhung des Ausnutzungsfaktors) Ermäßigung der Gesamtkosten bewirkt.

Wie aus Gl. (7) ersichtlich, ist der Belastungsfaktor der Zentrale dem Ausnutzungsfaktor proportional. Berücksichtigt man ferner, daß der Wirkungsgrad (η) innerhalb der praktisch vorkommenden Belastungsverhältnisse nur in geringem Maße von letzterem abhängig ist, so folgt daraus, daß der Belastungsfaktor der Zentrale angenähert mit dem Belastungsfaktor des Konsums (ausgeglichen) übereinstimmt, und daß somit Erfahrungswerte über den Belastungsverlauf in den Zentralen gleichfalls für den Konsum zutreffen und umgekehrt.

In kleineren Anlagen wird jede Unregelmäßigkeit der Stromentnahme in der Zentrale fühlbar; der den Stromverlauf kennzeichnende Belastungsfaktor wird deshalb von einzelnen Verbrauchern stark beeinflußt und ändert sich oft sprungweise. Im Gegensatz hierzu tritt in größeren Anlagen ein stetig zunehmender Ausgleich ein, es ist damit die Möglichkeit gegeben, den Belastungsverlauf und daher auch den Belastungsfaktor mit einer für praktische Verhältnisse ausreichenden Genauigkeit vorauszubestimmen, wenn man in großen Zügen über die Verwendung des Stromes unterrichtet ist.

Läßt man Heizen und Kochen, die heute noch von geringer Bedeutung sind, zunächst außer acht, so bleiben drei Anwendungsgebiete übrig, nämlich Kraft, Bahn und Licht.

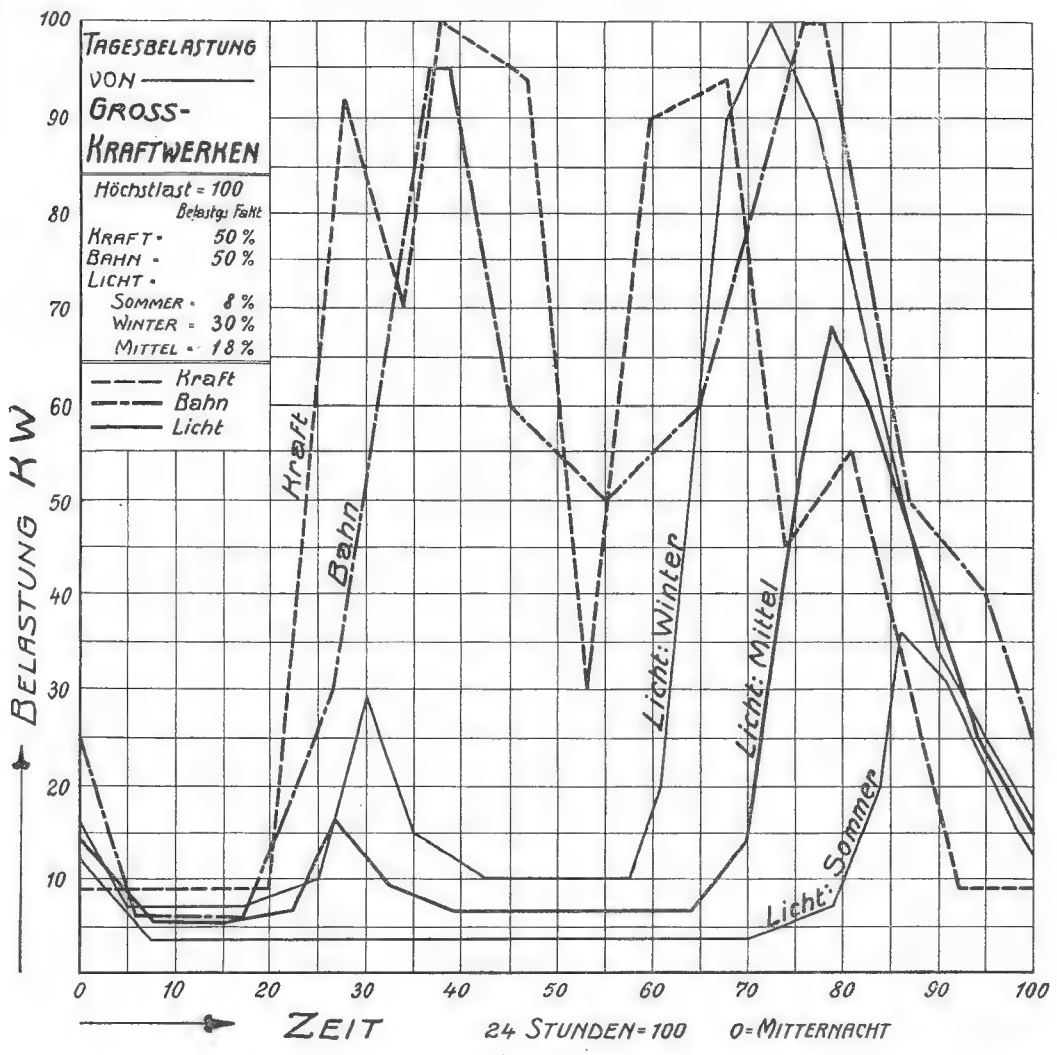


Abb. 194.

Die Untersuchung einer Anzahl von Stromkurven für Großstädte hat nun zu dem sehr interessanten Ergebnis geführt, daß ihre Form für jede dieser drei Kategorien annähernd die gleiche ist, für Licht natürlich unter Voraussetzung annähernd gleicher geographischer Breite. Der Grund ist zum Teil in den Lebensgewohnheiten der Großstädter, die sich voneinander meist weniger unterscheiden als von denen der Einwohner mittlerer Städte ein und desselben Landes, zum Teil in dem besseren Ausgleich infolge der größeren Anzahl von Anschlüssen zu suchen. So findet sich z. B. in großstädtischen Verbrauchskurven stets der eigentümliche Einfluß der sogenannten Bureauspitze der City auf die Lichtkurve, ebenso wie den verhältnismäßig hohen Nachtbedarf an Licht, veranlaßt durch Theater, Hotels, Restaurationen u. ä. Auch die Betriebszeiten der Straßenbahnen unterscheiden sich von denen der mittleren Stadt. Das gleiche gilt für Kraftstrom. Offenbar entspricht ebenso der von Handwerkern und mittleren Industriellen verlangte Kraftbedarf den besonderen Bedürfnissen der Großstadt, da sich auch die handwerksmäßig und industriell hergestellten Produkte im wesentlichen nach diesen richten. Größere Unterschiede ergeben sich lediglich in den Kraftkonsumkurven der Feiertage. Die hier gegebenen Werte des täglichen Belastungsfaktors für die einzelnen

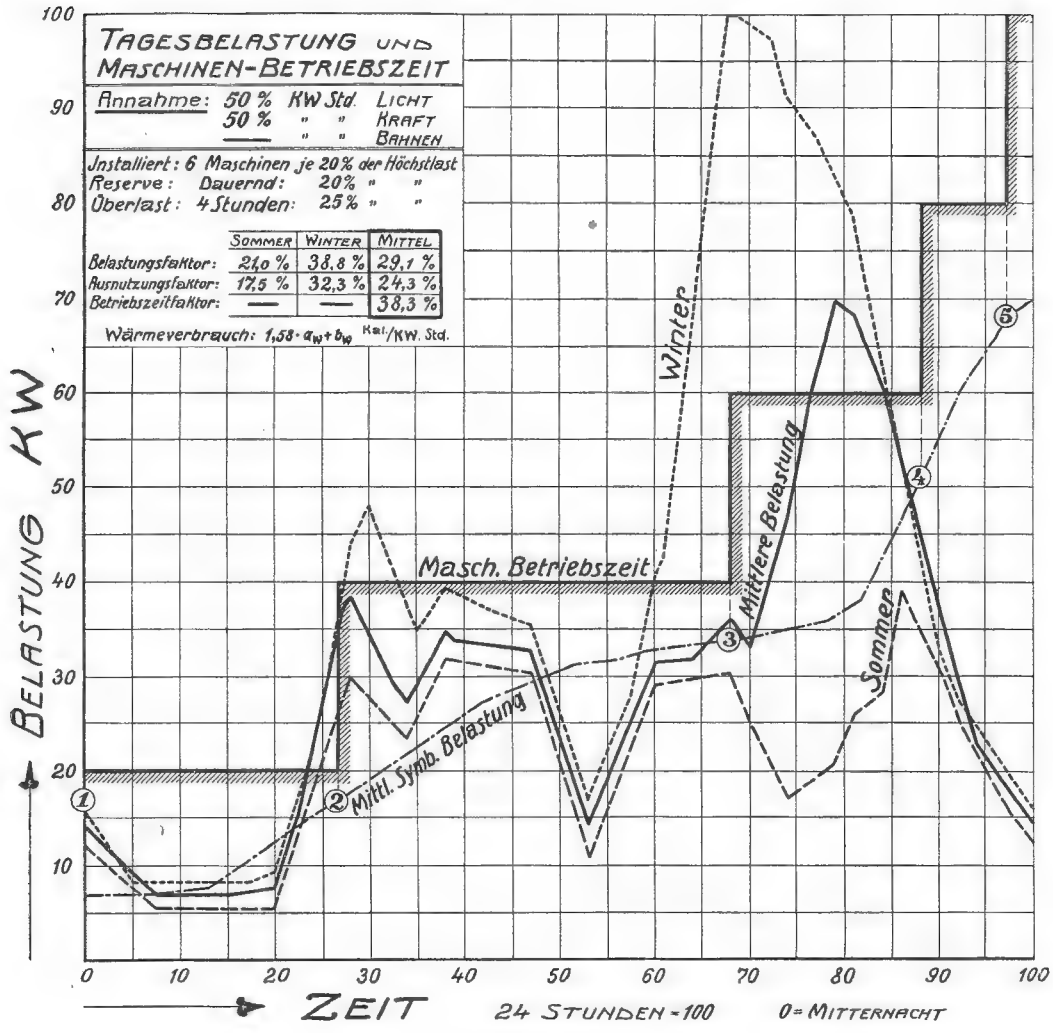


Abb. 195.

Kategorien sind deshalb höher als diejenigen Werte, die bei der Statistik mittlerer Werke als Durchschnittsstatistik des ganzen Jahres veröffentlicht zu werden pflegen. Konstruiert man aus den Belastungskurven verschiedener Großstädte „mittlere" Kurven für die einzelnen Kategorien, so werden die prozentualen Abweichungen noch geringer, so daß es um so zulässiger ist, bei Großstadtrechnungen mit solchen mittleren Kurven zu arbeiten. Für „Licht" ist es natürlich erforderlich, sowohl die „mittlere" Sommer- als auch die „mittlere" Winterkurve festzustellen. Aus beiden ergibt sich dann die Kurve für die mittlere Jahresbelastung.

Derartige charakteristische Belastungskurven für Kraft, Bahn und Licht sind in Abb. 194 dargestellt. Hierbei ist die Höhenbelastung in allen drei Fällen gleich 100 gesetzt und die Tageszeit von 24 Stunden hundertteilig aufgetragen. Als Ausgangswert der Zeit ist 12 Uhr nachts angenommen.

Die Belastungsfaktoren betragen hierbei

für Licht angenähert 18 %,
für Kraft angenähert 50 %,
für Bahn angenähert 50 %.

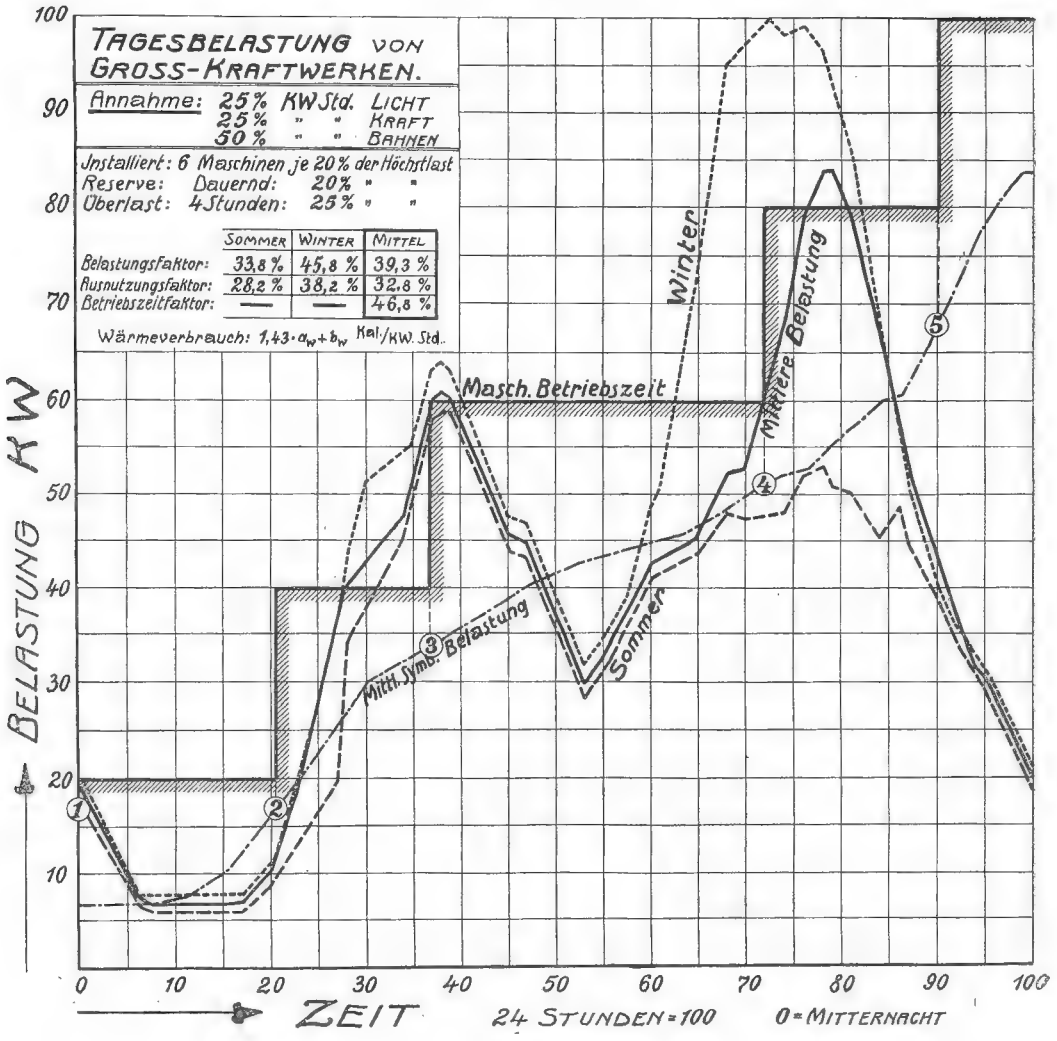


Abb. 196.

Es ist einleuchtend, daß man unter Zugrundelegung derartiger Normalkurven den resultierenden Belastungsverlauf und damit auch den resultierenden Belastungsfaktor m für jede beliebige Zusammensetzung des Verbrauches an Licht-, Kraft- und Bahnstrom bestimmen kann. Beispiele derartig kombinierter Belastungskurven sind in Abb. 195 und 196 dargestellt, und zwar Abb. 195 für Licht und Kraft, Abb. 196 für Kraft, Licht und Bahn.[1]) Um jedoch imstande zu sein, alle Beziehungen, die sich durch Kombination verschiedenen Verbrauches und bei Übergang von Einzelbetrieben zu Großkraftwerken ergeben, rechnerisch zu verfolgen, ist in Abb. 197 eine Kurvenschar dargestellt, aus der die Abhängigkeit des resultierenden Belastungsfaktors von dem jeweiligen Verhältnis von Kraft-, Bahn- und Lichtverbrauch unmittelbar ersichtlich ist. Zur Ermittelung der Punktwerte dieser Kurven mußte eine große Zahl der Licht-, Kraft- und Bahnkurven aufgestellt und dann

[1]) In Abb. 195 und 196 ist durch Einteilung der Maschinenbetriebsstunden noch der Betriebszeitfaktor (f) bestimmt worden. Vgl. Bd. I, S. 67. In den weiteren Rechnungen ist für den Wert dieses Faktors das arithmetische Mittel der Grenzen, $f_{max} = 1$ und $f_{min} = n$, $f = \frac{1+n}{2}$ eingesetzt; vgl. auch Tabelle 5, Spalte 8 und 9.

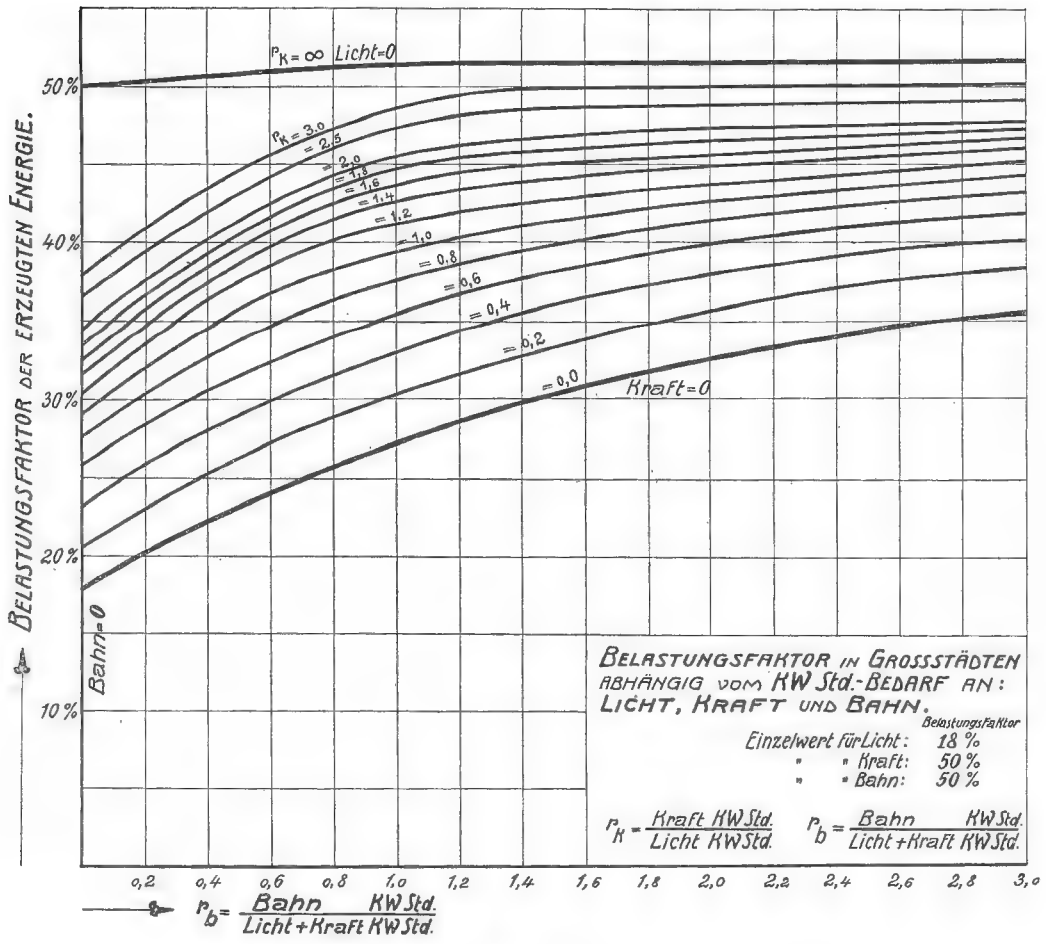


Abb. 197.

zusammengesetzt werden. Diese ziemlich umfangreiche und langwierige Arbeit, auf deren Widergabe hier verzichtet sei, wurde auf rechnerischem Wege und zwar durch Zerlegung der Einzelkurven in Dreiecke erledigt, weil die Rechnung rascher zum Ziele führt als die graphische Zusammenstellung.

Ist z. B. bekannt, daß in einer Stadt an Kilowattstunden gebraucht werden: 20% Licht, 12% Kraft und 68% Bahn (dies entspricht angenähert den Verhältnissen in Chicago vom Jahre 1911), so liegt der resultierende Belastungsfaktor im Schnittpunkt der Kurve:

$$r_k = \frac{12}{20} = 0{,}6$$

mit dem Abszissenwert:

$$r_b = \frac{68}{12 + 20} = 2{,}13,$$

mithin würde für obige Verhältnisse ein resultierender Belastungsfaktor von 40% zu erwarten sein, was ungefähr dem wirklich erreichten Wert von 41% entspricht.

Diese Tabelle läßt u. a. die wertvolle Tatsache erkennen, daß die Verschmelzung von Kraft- und Bahnstrom allein (obere Kurve $r^k = \infty$) nur eine Verbesserung des Belastungsfaktors um 2 bis 3% zur Folge hat, während anderseits bei Vorhandensein von Kraft- und Bahnbelastung eine Beteiligung von Licht bis zu

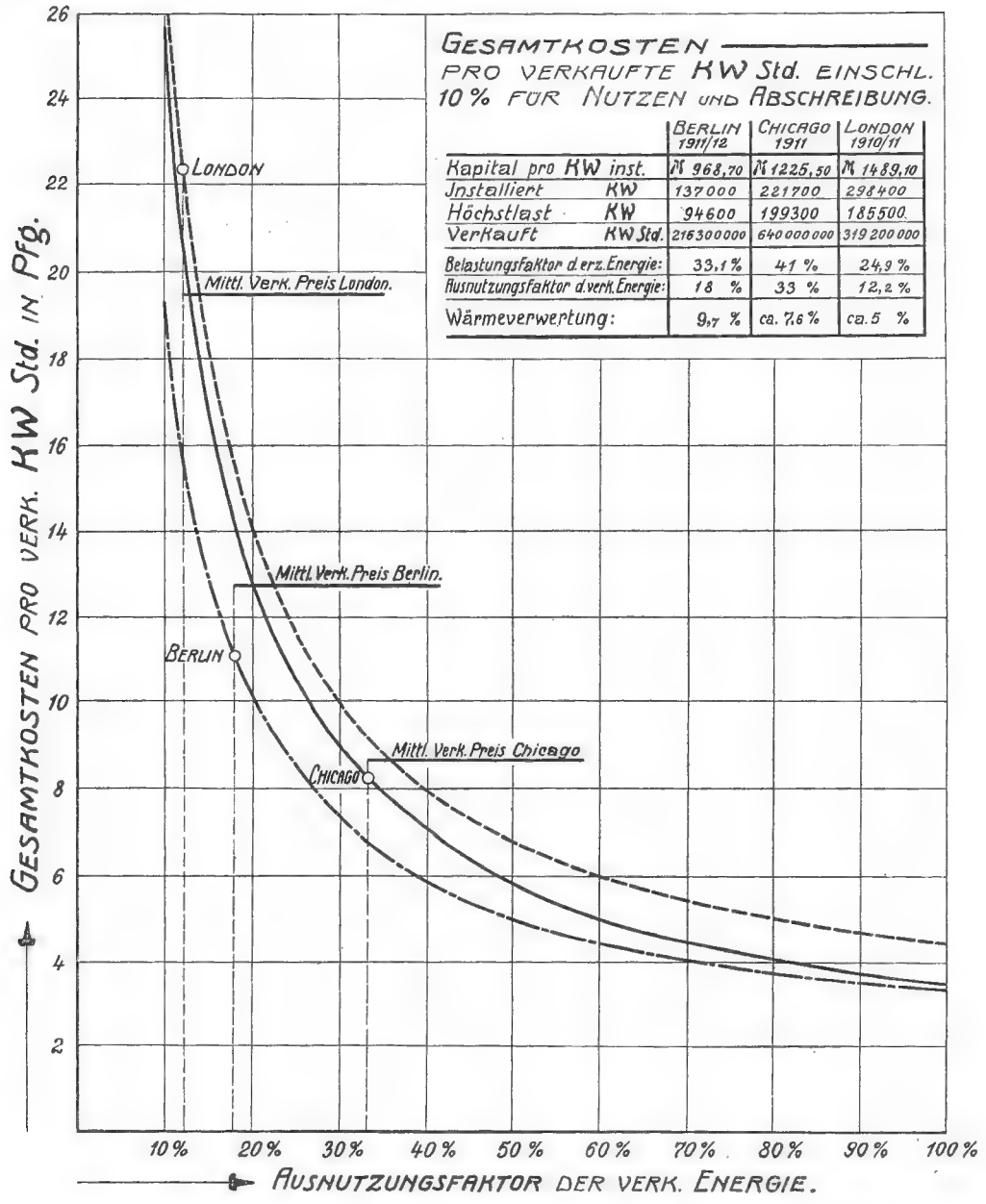


Abb. 198.

etwa 12 % der Gesamtbelastung zulässig ist, ohne daß der resultierende Belastungsfaktor hierdurch unter den für Bahn und Kraft allein herabgedrückt wird. Verfolgt man den Bedarf der Großstädte, so wird man erkennen, daß der Anteil des Lichtbedarfes mit 12 % nicht wesentlich von dem wirklichen Wert abweicht und daß somit Aussicht vorhanden ist, in Zukunft Licht-, Bahn- und Kraftstrom zu den gleichen Preisen zu erzeugen (natürlich nicht fortzuleiten!).

Mit Rücksicht auf die wichtigen Folgerungen, die sich aus der Kombination verschiedenartigen Verbrauches für den Ausnutzungsfaktor und somit für die Betriebskosten ergeben, seien hier noch einige Bemerkungen über die Möglichkeit einer derartigen Betriebsweise hinzugefügt.

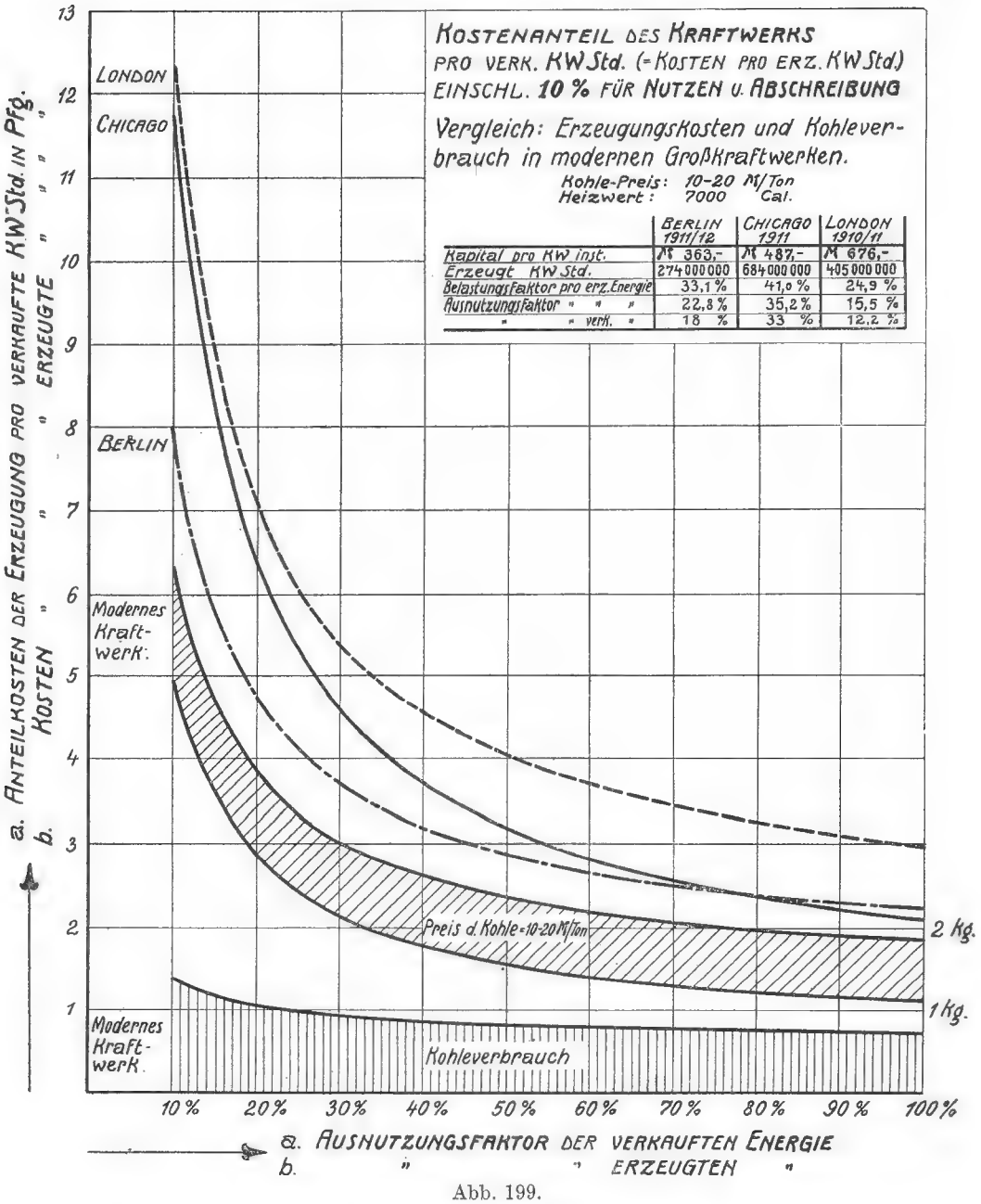


Abb. 199.

In den ersten Kraftwerken wurden für Kraft und Licht gewöhnlich besondere Maschinen aufgestellt, zum mindesten wurde der Strom in getrennten Netzen fortgeleitet; während man hiervon inzwischen abgekommen ist, besteht auch heute in vielen größeren Städten noch die Gepflogenheit, den Betrieb der Bahnen von Kraft und Licht zu trennen, bzw. für Bahnen besondere Kraftwerke und Netze anzulegen. Es muß darauf hingewiesen werden, daß diese Methode, die bei Zersplitterung der Stromerzeugung in einer Reihe kleinerer Anlagen berechtigt sein mochte, für Zentralanlagen, wie sie in großen Städten benötigt werden, nicht genug verurteilt werden kann. Sie führt, wie die Ergebnisse der Abb. 197 zeigen, infolge schlechter Ausnutzung nicht nur zu einer Kapitalverschwendung, sondern benach-

teiligt für alle Zeiten sämtliche Stromabnehmer. Unzuträglichkeiten infolge von Belastungsstößen durch die Anfahrströme der Bahnen sind nicht zu befürchten, da sich diese in Großkraftwerken ausgleichen. Es ist falsch, wenn seitens der Anhänger getrennter Betriebe vorgebracht wird, der Bahnbedarf sei groß genug, um einen besonderen Betrieb zu rechtfertigen; sie übersehen, daß man in einer einzigen Bahnzentrale die wirtschaftlich günstigste Größe nicht erreichen kann, und lassen ferner außer acht, daß es nicht nur auf Verbilligung des Bahnstromes, sondern besonders auf die des Licht- und Kraftstromes ankommt. Es wurde zahlenmäßig nachgewiesen, daß es möglich ist, unter Verhältnissen, wie sie in Großstädten erreichbar sind, Licht- und Kraftstrom zu den gleichen Preisen zu erzeugen wie Bahnstrom.

5. Beispiele.

Um die Übersicht über die Betriebsverhältnisse der eingangs erwähnten Anlagen zu erleichtern und vorstehende Ausführungen an diesen nachzuprüfen, wurde das zur Verfügung stehende Material gesichtet und so in Tabellen nebeneinander angeordnet, daß die einzelnen Positionen der drei Anlagen unmittelbar miteinander vergleichbar sind. Es ist ferner gelungen, allerdings bei einzelnen Positionen unter Zuhilfenahme von Schätzungen (diese sind im einzelnen aufgeführt und können nachgeprüft werden), die Abhängigkeit der Betriebskosten vom Ausnutzungsfaktor zu bestimmen und damit die Kostencharakteristik für alle drei Anlagen aufzustellen. Diese Umrechnung ist notwendig, weil die betreffenden Anlagen wegen der verschiedenen Zusammensetzung ihres Konsums so abweichende Ausnutzungsfaktoren besitzen, daß jeder Versuch, allgemein gültige Schlußfolgerungen abzuleiten, gescheitert wäre. Außerdem erschien diese Analyse wünschenswert, um einen Anhalt zu bekommen über den Einfluß, den das Maß der Zentralisierung auf die Betriebskosten ausübt.

Vergleich der Betriebsstatistiken für Berlin, Chicago und London.

Das statistische Vergleichsmaterial ist in den Tabellen 1 bis 3 zusammengestellt.

Tabelle 1. Umfang der Anlagen.

Lfd. Nr.	Position	Berlin 1911/12	Chicago 1911	London 1910/11
1	Gesellschaften	Berliner Elektricitäts-Werke	Commonwealth Edison Co.	Behörden und Gesellschaften in und um London
2	Einwohner	2 600 000	2 200 000	6 500 000
3	Zahl der Kraftwerke . .	6	6	64
4	Installierte Leistung KW	137 000	221 700	298 400
5	Mittlere Größe KW . . .	23 000	37 000	4 670

Tabelle 2. Kapital.

Lfd. Nr.	Position	Berlin 1911/12		Chicago 1911		London 1910/11	
6	Passiven . . . . . M.	163 700 000		285 930 000		558 000 000	
7	Rückstellungen . . . »	31 000 000		14 430 000		114 000 000	
8	Buchwert . . . . . »	132 700 000		271 500 000		444 000 000	
	Pro installiertes KW:		%		%		%
9	Kraftwerk . . . . . M.	363,20	38	486,65	40	675,20	45
10	Netz einschließlich Zähler . . . . . »	605,80	62	737,70	60	812,90	55
11	Gesamt . . . M.	969,00	100	1224,35	100	1488,10	100

Tabelle 3. Betriebsergebnisse.

Lfd. Nr.	Position	Berlin 1911/12	Chicago 1911	London 1910/11
	Umfang.			
12	Höchstbelastung . . . . . KW	94 600	199 300	185 500
13	Durchschnittliche Höchstbelastung pro Kraftwerk . . . . . „	15 800	31 700	2 900
14	Erzeugte KW Std.	274 000 000	684 000 000	405 000 000
15	Gekaufte „	—	32 000 000	—
16	Verkaufte „	216 300 000	640 000 000	319 243 000
17	davon Licht . . . . . %	24	19	61
18	„ Kraft . . . . . „	45	12	27
19	„ Bahn . . . . . „	31	69	12
	Faktoren.			
20	Belastungsfaktor (erzeugte KW Std.) . . .	0,331	0,410	0,249
21	Netzwirkungsgrad $\left\{\frac{\text{verkaufte KW Std.}}{\text{erzeugte KW Std.}}\right\}$ . .	0,790	0,894	0,788
22	Reservefaktor	1,450	1,110	1,610
23	Ausnutzungsfaktor	0,180	0,330	0,122
24	Kohle:			
	Preis per t . . . . . M.	17,76	ca. 8,00	ca. 13,00
25	Verbrauch per verkaufte KW Std. in kg	1,38	„ 1,61	„ 2,37
26	Wirkungsgrad der Gesamtanlage . . %	9,7	„ 7,6	„ 5,0
	Betriebskosten.			
27	Einnahme aus verkauften KW Std. . . M.	35 035 000	59 002 000	63 648 000
28	Ausgabe . . . . . „	17 996 000	29 459 000	28 376 000
29	Gewinn absolut . . . . . M.	17 039 000	29 543 000	35 272 000
30	% vom Buchwert	12,83	10,87	7,85
	Betriebskosten pro verkaufte KW Std.			
31	Einnahme . . . . . Pf.	16,180	9,225	19,921
	Ausgabe:			
32	Brennmaterial . . . . . Pf.	2,442	1,169[1])	3,112
33	Öl, Schmierung, Lager . . . . . „	0,040	0,046	0,267
34	Löhne . . . . . „	0,520	0,626	1,068
35	Reparatur, Unterhaltung . . . . . „	0,956	0,847	1,512
36	Miete, Steuern, Personalversicherung, Abgaben . . . . . „	0,355	0,617	1,512
37	Generalunkosten . . . . . „	0,857	0,853	1,424
38	Gekaufter Strom . . . . . „	—	0,170	—
39	Sonderabgaben . . . . . „	3,130	0,276	—
40	Gesamtausgaben . . . . . Pf.	8,300	4,604	8,895
41	Gewinn (brutto) . . . . . Pf.	7,880	4,621	11,026

[1]) Umrechnung auf verkaufte KW Std. schließt gekaufte KW Std. ein, daher tatsächlicher Wert ca. 4 bis 5% höher.

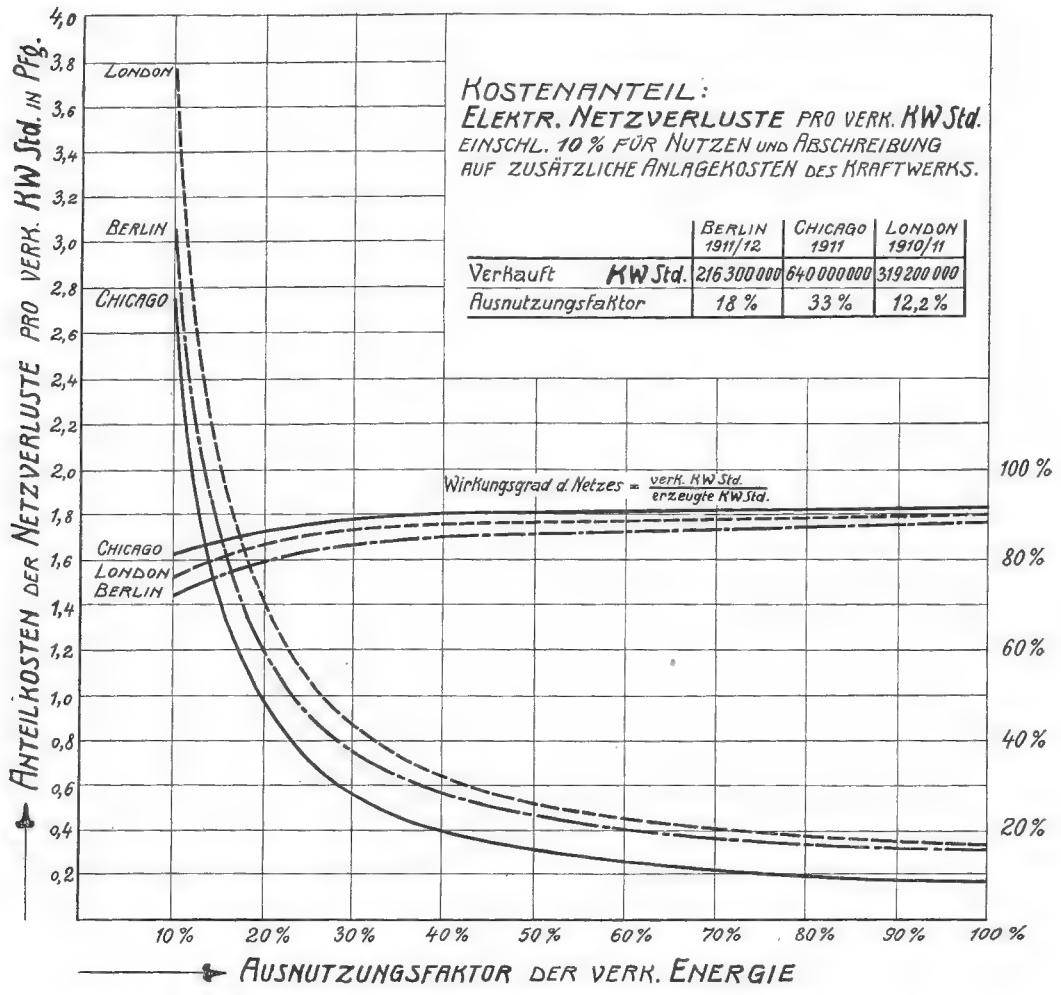


Abb. 200.

Der Energieverbrauch pro Einwohner ist nach den angegebenen Zahlen nicht direkt vergleichbar, da man sowohl für London wie für Berlin die in besonderen Bahnkraftwerken erzeugte Energie, sowie außerdem in Berlin noch die Energieerzeugung der Blockstationen hinzurechnen müßte. Leider war es nicht möglich, hierüber genaue Angaben zu erhalten; angenähert dürften sich diese Zahlen für die betreffenden Jahre wie folgt stellen:

Stromverbrauch pro Einwohner in KW Std.:

Chicago	310
Berlin	170
London	110

Diese Zahlen beweisen trotz vorstehender Mängel, daß die Stromabgabe in den beiden letzten Städten noch wesentlich steigerungsfähig ist, selbst wenn man Chicago schon als gesättigt ansieht, wozu indes kein Anlaß vorliegt.

Besonders auffallend zeigt sich die Wirkung der Zersplitterung der Energieerzeugung in London, während hinsichtlich der Zentralisierung Chicago an der Spitze steht. Der Durchschnitt der auf die einzelnen Zentralen entfallenden Höchstbelastung steht angenähert im Verhältnis von:

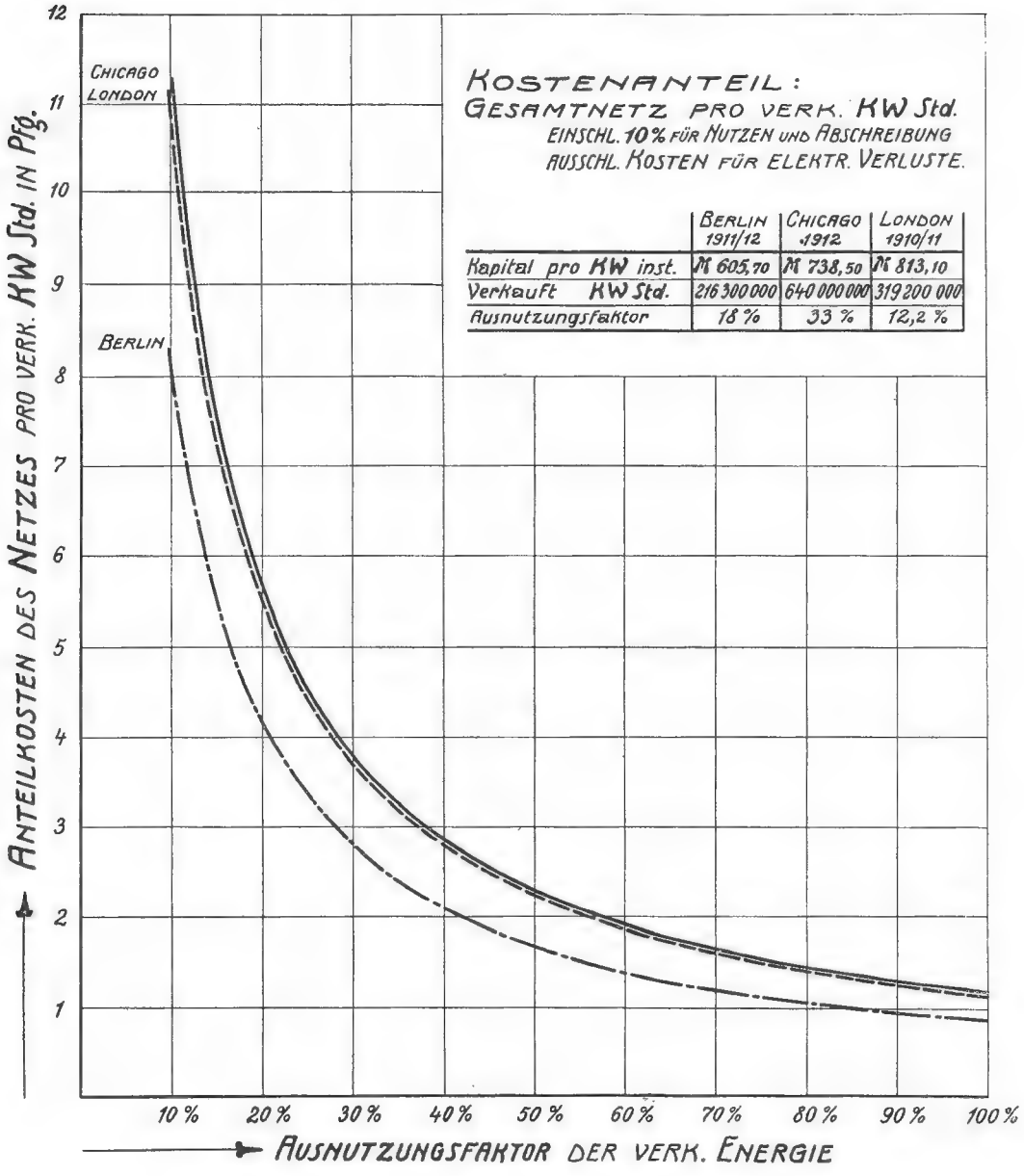


Abb. 201.

London . . . . = 1
Berlin . . . . = 5
Chicago . . . . = 10.

Um eine Vergleichsbasis für die wirklich zu verzinsenden Anlagekosten (Buchwerte) zu erhalten, wurden in allen drei Fällen (soweit dies nach den Bilanzen möglich war) Rücklagen, Fonds, sowie alle Barbestände mit Ausnahme des Betriebskapitals abgezogen.

Das spezifische Anlagekapital ergibt sich danach:

Berlin . . . 950 M. pro installiertes KW
Chicago . . . 1200 „ „ „ „
London . . . 1400 „ „ „ „

Die auffällige Erscheinung, daß die Einheitskosten in Chicago bei angenähert doppelter Gesamtleistung sich um etwa 25% höher stellen als in Berlin, ist z. T. dadurch zu erklären, daß hierin die Kosten enthalten sind, die für den Ankauf der Einzelanlagen aufgewendet wurden. Dieser Betrag stellt sich etwa auf 9 bis 10% des Gesamtkapitals. Die danach verbleibende Differenz zwischen Chicago und Berlin dürfte in der unterschiedlichen Bauweise und in den teureren Preisen zu suchen sein. Es ist daher nicht möglich, Vergleiche bezüglich Änderung der spezifischen Kosten bei zunehmender Leistung anzustellen. Dies scheint dagegen statthaft bei Berlin und London, wo Bauweise und Lebensverhältnisse nicht wesentlich voneinander abweichen. Aus diesem Vergleich geht hervor, daß die Gesamtkosten für das installierte Kilowatt für Anlagen von rd. 5000 KW sich etwa um 50% teurer stellen als für Anlagen von rd. 25000 KW; noch größer wird der Unterschied (nämlich 80 bis 90%), wenn man die Kosten der Kraftwerke allein vergleicht.

Bemerkenswert ist auch das Verhältnis der Teilkosten für Kraftwerke und Netz (einschließlich Zähler), das für Chicago und Berlin rd. 40 : 60 und für London 45 : 55 beträgt und erkennen läßt, daß die anteiligen Kosten der Kraftwerke mit ihrer Vergrößerung zurückgehen. Auf diese Erscheinung wird weiter unten zurückgegriffen.

Hinsichtlich der Konsumverteilung charakterisieren sich die drei Anlagen folgendermaßen: Chicago vorwiegend Bahn (ca. 70%), London vorwiegend Licht (ca. 60%), Berlin: Kraft, Licht und Bahn in gleichmäßigerem Verhältnis.

Die Belastungsfaktoren in der Zentrale entsprechen nur für Chicago den nach Abb. 197 (S. 131) berechneten Werten, da hier die Voraussetzung des gemeinsamen Betriebes von Licht, Kraft und Bahn am vollständigsten erfüllt zu sein scheint. Berlin bleibt hinter dem berechneten Wert zurück, was einmal durch die teilweise Trennung der Betriebe sowie durch den Einfluß der Sonntage auf den Kraftkonsum zu erklären sein dürfte. London bleibt wegen der überwiegenden Lichtbelastung in bezug auf Ausnutzung erheblich hinter den anderen beiden Städten zurück. Abb. 197 (S. 131) zeigt, daß in London der Belastungsfaktor durch Zentralisierung allein ohne gleichzeitige Änderung der Zusammensetzung des Konsums nicht wesentlich verbessert werden kann.

Die Reservefaktoren, soweit sie sich auf die Kraftwerke beziehen, sind naturgemäß mit dem Übergang zu großen Einheiten bei jeder Erweiterung starken Änderungen unterworfen. Es müßte gerechterweise hierfür der Durchschnitt einer größeren Reihe von Jahren in Betracht gezogen werden. So scheint der Wert von 11% für Chicago zu niedrig und der Wert von 45% für Berlin zu hoch zu sein, während für Londoner Verhältnisse, wo die höchste Maschineneinheit etwa 5000 KW beträgt, der angegebene Wert von 61% zutreffen dürfte. Daß bei Bemessung der Reserven der Belastungsfaktor eine Rolle spielt, ist unwahrscheinlich, der Prozentsatz an Reserven hängt wesentlich nur von der Größe der Anlagen ab. Wenn ihm aber ein Einfluß einzuräumen ist, so müßte die Anlage mit größerem Belastungsfaktor verhältnismäßig mehr Reserve erhalten.

Auf Grund dieser Erwägungen scheinen mir etwa folgende Reservefaktoren normalen Bedürfnissen großstädtischer Praxis zu entsprechen:

Höchstbelastung der Einzelwerke:

30000 KW rd. = 1,25
15000 KW rd. = 1,40
3000 KW rd. = 1,60

wobei pro Kraftwerk mindestens ein vollständiger Maschinensatz als Reserve vorhanden sein sollte.

Da der Ausnutzungsfaktor, wie in Gl. (7) gezeigt wurde, außer vom Belastungsfaktor auch von dem Netzwirkungsgrad und dem Reservefaktor abhängig ist, ver-

größert sich naturgemäß der Unterschied in dem Ausnutzungsfaktor der drei Anlagen mehr, als nach der Zusammensetzung des Konsums allein zu erwarten war. Es ergibt sich hierfür in runden Zahlen das Verhältnis:

	Ausnutzungsfaktor	Belastungsfaktor
London	12 %	25 %
Berlin	18 %	33 %
Chicago	33 %	41 %

Bei derartiger Verschiedenheit der für die Wirtschaftlichkeit grundlegenden Werte sind die auf Tabelle 3, Position 31 bis 42 angegebenen Betriebskosten nicht miteinander vergleichbar. Diese Ergebnisse bieten jedoch zusammen mit den übrigen Positionen der Tabelle 1 und 2 die Möglichkeit, ihre Abhängigkeit von der Ausnutzung zu ermitteln und an Hand der so gefundenen Kostencharakteristik die Unterschiede der Betriebsverhältnisse unter gleichen Voraussetzungen zu erkennen.

Die Ergebnisse dieser Rechnungen sind in den Abb. 198 bis 201 graphisch dargestellt, und zwar zeigt Abb. 198 die Kostencharakteristik der Gesamtanlagen, während Abb. 199, 200 und 201 die Einzelwerte der Erzeugungskosten, Netzverlustkosten und Netzbetriebskosten veranschaulichen.

Die Endgleichungen finden sich in Tabelle 4.

Sämtliche Kosten schließen die Kapitalszinsen ein, und zwar ist bei allen mit dem früher erwähnten Normalsatz von 10 % gerechnet. Ferner sind die Positionen Nr. 39 und 40 der Tabelle 3 (gekaufter Strom und Stromabgaben, die die Berliner und Chicagoer Werke an die Stadt zu zahlen haben) fortgelassen.

Um eine Trennung der Betriebskosten, Position 32 bis 41, Tabelle 3, in Kraftwerks- und Netzkosten zu ermöglichen, ist angenommen worden, daß ihr Verhältnis (volle Ausnutzung und gleiche Anlagekosten vorausgesetzt) dem in Spalte 4, Tabelle 5, angegebenen Werten entspricht. Diese sind dann unter Berücksichtigung des Verhältnisses der Anlagekosten für Kraftwerk und Netz (Position 9 und 10, Tabelle 2) in Spalte 5 bis 7 den einzelnen Beispielen entsprechend modifiziert. Die weitere Unterteilung der einzelnen Positionen in Kosten, die von der Ausnutzung abhängig und solche, die davon unabhängig sind (Werte a und b der Kostencharakteristik Gl. (1) bis (3), Tabelle 4) geschah nach den in Spalte 8 und 9, Tabelle 5, angegebenen Prozentsätzen. Trotz der Unsicherheit dieser Verhältniszahlen ist anzunehmen, daß die Endergebnisse befriedigende Übereinstimmung mit den wirklichen Werten zeigen, weil ein Ausgleich bei der späteren Summierung zu erwarten ist und weil gerade die überwiegenden Teilwerte, nämlich Kapitalzinsen und Brennmaterialkosten, einwandfrei sind.

Tabelle 4. Gleichungen für die Betriebskosten bestehender Anlagen. n = Ausnutzungsfaktor.

Anteil	Betriebskosten einschl. Nutzen und Abschreibung pro verkaufte KW Std. in Pf		
	Berlin 1911/12	Chicago 1911	London 1910/11
1. Kraftwerk $K_{\text{Zentr.}}$ . . (ausschl. Netzverluste)	$\frac{1}{n} \cdot 0{,}648 + 1{,}639$	$\frac{1}{n} \cdot 1{,}092 + 1{,}057$	$\frac{1}{n} \cdot 1{,}055 + 1{,}935$
2. Netzbetrieb K_{Netz} . .	$\frac{1}{n} \cdot 0{,}837 + 0{,}034$	$\frac{1}{n} \cdot 1{,}136 + 0{,}058$	$\frac{1}{n} \cdot 1{,}133 + 0{,}027$
3. Netzverluste			
a) V_{KW} . . . . KW Std.	$\frac{1}{n} \cdot 0{,}028 + 0{,}111$	$\frac{1}{n} \cdot 0{,}017 + 0{,}068$	$\frac{1}{n} \cdot 0{,}022 + 0{,}008$
b) Kosten . . . . . K_{V}	$V_{\text{KW}} \cdot K_{\text{Zentr.}}$	$V_{\text{KW}} \cdot K_{\text{Zentr.}}$	$V_{\text{KW}} \cdot K_{\text{Zentr.}}$

Tabelle 5. Ausgangswerte für die Unterteilung der Betriebskosten.

Position	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Unterteilung der Betriebskosten pro KW Std.								
	Betriebskosten: $\frac{\text{Kraftwerk (einschl. Netzverl.)}}{\text{Netz}}$							Abhängigkeit vom Ausnutzungsfaktor	
	Anlagekosten: $\frac{\text{Kraftwerk}}{\text{Netz}}$			Betriebskosten: $\frac{\text{Kraftwerk}}{\text{Netz}}$					
				ohne	mit Berücksichtigung der Anlagekosten			abhängig a_k	unabhängig b_k
	Berlin	Chicago	London		Berlin	Chicago	London		
Brennmaterial .	0,61	0,67	0,82	—	—	—	—	$\frac{1}{2n}\cdot 24$	$100-\frac{1}{2n}\cdot 24$
Öl, Schmierung, Lager usw. .	0,61	0,67	0,82	4	2,45	2,67	3,27	70	30
Löhne	0,61	0,67	0,82	4	2,45	2,67	3,27	70	30
Reparatur . . .	0,61	0,67	0,82	4	2,45	2,67	3,27	80	20
Miete, Steuern, usw.	0,61	0,67	0,82	1,5	0,92	1,00	1,23	90	10
Generalien . .	0,61	0,67	0,82	4	2,45	2,67	3,27	90	10
Nutzen und Abschreibung .	0,61	0,67	0,82	1	0,61	0,67	0,82	100	0
Netzverluste . .	0,61	0,67	0,82	—	—	—	—	20	80

Naturgemäß muß die Übereinstimmung der so gefundenen Kostencharakteristik mit den Ausgangswerten für die Ausnutzungsfaktoren, Position 23, Tabelle 3, eine vollkommene sein. Diese Werte sind in Abb. 198 durch einen Kreis angedeutet, sie stellen somit den „Normalpreis" des Stromes dar, d. h. bei diesen Preisen würden die Werke gerade eine Bruttoverzinsung ihres Kapitals von $10\,\%$ erzielen, wenn keine besonderen Abgaben zu entrichten sind.

Die durch einen Horizontalstrich in Abb. 198 markierten Preise bedeuten die jeweiligen mittleren Verkaufspreise, die von den einzelnen Werken in dem zugehörigen Jahre tatsächlich erreicht worden sind (nach Abzug der Sonderabgaben).

6. Ergebnis der Vergleichungsrechnungen.

Die Darstellung der Kostencharakteristiken (Abb. 198 bis 201) zeigt, daß die Berliner Werke in bezug auf Gesamtkosten trotz kleinerer Zentralen billiger arbeiten als die Chicagoer, während der Durchschnitt der Londoner Werke, wie zu erwarten war, auch bei gleicher Ausnutzung am ungünstigsten dasteht. Wenn trotzdem die wirklich erzielten Strompreise unter gleichen Voraussetzungen bei allen drei Anlagen angenähert gleich sind, so erkennt man als Grund hierfür, daß der Strom in London etwa um $13\,\%$ billiger und in Berlin etwa um den gleichen Prozentsatz teurer verkauft wird, als dem „Normalpreis" entspricht.

Die ungünstigeren Normalpreise Chicagos sind durch höhere Anlagekosten (Position 11, Tabelle 2) und durch höhere Löhne und Gehälter zu erklären. Außerdem ist eine erhebliche Überlegenheit der Berliner Anlagen in bezug auf Verbrauch an Brennmaterial vorhanden, wenngleich dies in den Kostenbeträgen durch die wesentlich höheren Kohlenpreise ausgeglichen wird (vgl. Position 24 bis 26, Tabelle 3).

Aus dem Verlauf der Kostencharakteristiken geht für alle drei Anlagen der große Einfluß des Ausnutzungsfaktors auf die Betriebskosten hervor. Die Darstellungen zeigen, daß sich die Preise für jedes Prozent besserer Ausnutzung (innerhalb der Grenzen von 10 bis 30%) um mehr als 3% ermäßigen lassen, ohne Erweiterungen oder sonstige Änderungen der Anlagen vorzunehmen.

Um einen Anhalt zu gewinnen für diejenigen Ersparnisse, die auf Grund unserer heutigen Erfahrungen überhaupt erzielt werden können, wurde in Abb. 199 die Kostencharakteristik für die Erzeugungskosten eines modernen Großkraftwerkes mit Maschinensätzen von ca. 20000 KW vergleichsweise aufgetragen, und zwar unter der Annahme von Kohlenpreisen zwischen 10 und 20 M/t. Die untere senkrecht schraffierte Fläche läßt den Kohlenverbrauch einer solchen Zentrale erkennen, bzw. die Ausgaben für Kohle bei einem Preis von 10 M/t. Aus dem Abstand der beiden schraffierten Flächen ergeben sich die Erzeugungskosten ausschließlich Kohle, jedoch einschließlich 10% Kapitalverzinsung.

Der Vergleich der erreichten und erreichbaren Werte zeigt, daß z. B. in London die Erzeugungskosten um mehr als die Hälfte verringert werden können.

Die Ausdehnung des Vergleiches auf die übrigen Betriebskosten (Netz) scheitert leider an der Schwierigkeit, eine zuverlässige Kostenberechnung hierfür aufzustellen, weil die besonderen örtlichen Verhältnisse zu große Verschiedenheiten aufweisen. In der Überlegenheit Chicagos in bezug auf Netzverluste (Wirkungsgradkurven der Abb. 200) ist jedoch eine Bestätigung dafür zu finden, daß der Zusammenschluß der Stromverteilung und besonders der Übergang zu ausschließlicher Wechselstromverteilung die Verlustkosten und auch die Netzbetriebskosten erheblich herabzusetzen erlauben.

Es ist außerdem zu beachten, daß die Netzverlustkosten unter sonst gleichen Bedingungen ebenfalls im Verhältnis der Erzeugungskosten abnehmen und daß daher die für diese maßgeblichen Grundsätze auch für die Verlustkosten zutreffen.

7. Anwendung der Ergebnisse auf bestehende Anlagen.

Ist durch vorstehende Ausführungen das Ziel der Elektrizitätsversorgung großer Städte vorgezeichnet, so handelt es sich jetzt darum, Mittel und Wege zu finden, um die festgestellten Grundsätze mit den praktischen Verhältnissen in Einklang zu bringen. Hierbei wird man am besten von politischen Schwierigkeiten absehen und sich auf technische und wirtschaftliche Erwägungen beschränken, in der Erwartung, daß das, was einmal als richtig erkannt ist, sich letzten Endes durchsetzen wird.

Änderungen sind natürlich nur dann berechtigt, wenn die hierbei erreichbaren wirtschaftlichen Vorteile nicht nur die zusätzlichen Anlagekosten zu verzinsen imstande sind, sondern darüber hinaus eine Verminderung der bisherigen Betriebskosten erwarten lassen.

Dies bedeutet gleichzeitig, daß man Änderungen um so durchgreifender vornehmen und solche Arbeiten um so mehr beschleunigen kann, je älter und unrationeller eine Anlage ist; es sind daher Fälle denkbar, in denen der Ersatz alter Anlagen durch völlig neue sich als die beste Lösung erweist.

Ein anderer Weg, der nach früheren Betrachtungen näher zu liegen scheint, nämlich die Verbilligung des Stromes durch Anschluß von Bahnen (und damit bessere Ausnutzung) anzustreben, ist nur dann gangbar, wenn sich die alten Anlagen den Bahnwerken hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit als gleichwertig erweisen, was bei der gewaltigen Entwicklung, die gerade die Kraftversorgung elektrischer Bahnen in den letzten Jahren genommen hat, in der Regel nicht der Fall ist. Es läßt sich vielmehr voraussagen, daß unter den heutigen Verhältnissen ein der-

artiger Zusammenschluß nur dann durchführbar sein wird, wenn für die Neuanlagen bestehenden Bahnwerken gegenüber eine bemerkenswerte wirtschaftliche Überlegenheit nachgewiesen werden kann. Daher hat einem solchen Zusammenschluß (dessen außerordentliche Vorteile für die Kraft- und Lichtversorgung nachgewiesen wurden) in der Regel erst die durchgreifende Reorganisation der alten Kraft- und Lichtanlagen voranzugehen.

Die für die Gesamtanlagen maßgebenden Grundsätze gelten auch für Verbesserungen einzelner Teile. Es ergibt sich demgemäß von selbst das zweckmäßigste Programm für die Vornahme von Änderungen, wenn man die einzelnen Abschnitte der Anlage auf die Möglichkeit von Verbesserungen untersucht und diese dann in der Reihenfolge ausführt, daß für den jedesmaligen Kapitalaufwand die höchste Ersparnis an Betriebskosten erreicht wird.

Prüft man daraufhin die Ergebnisse der Untersuchungen (Abb. 199 bis 202), so erkennt man, daß der Prozentsatz der anteiligen Betriebskosten des Netzes bei den verschiedenen Anlagen nur unerheblich voneinander abweicht, und daß hier um so weniger Ersparnisse zu erwarten sind, als dieser Teil der Kosten in der Hauptsache auf Kapitalverzinsung zurückzuführen ist (vgl. Tabelle 4, Netzkosten), die bei Vornahme von Änderungen noch weiter ansteigen würden. Abb. 200 zeigt außerdem, daß selbst eine erhebliche Verbesserung des an sich meist hohen Netzwirkungsgrades nur eine unerhebliche Ermäßigung der Betriebskosten zur Folge hätte, und daß die Verlustkosten in weit höherem Maße herabgesetzt werden, wenn es gelingt, die Erzeugungskosten zu verringern.

Ein Blick auf die Erzeugungskosten in bestehenden Kraftwerken (Abb. 199) und ihr Vergleich mit den erreichbaren Werten zeigt, daß der Hebel für Verbesserungen an dieser Stelle anzusetzen ist, indem man die Erzeugung in großen modernen Zentralen vereinigt. So würde z. B. bei Stillsetzung sämtlicher Londoner Kraftwerke der Ersparnis von etwa 40% aller Betriebskosten nur ein Mehrkapital von ca. 20% für Neuanlagen gegenüberstehen.

8. Anwendungsbeispiel.

Um vorstehende Ausführungen an einem praktischen Fall zu erläutern, wurde ein Beispiel durchgerechnet, dem Londoner Verhältnisse zugrunde gelegt sind. Selbstverständlich kann nicht Anspruch auf völlige Zuverlässigkeit erhoben werden, da ein Teil der Ausgangswerte auf Schätzung beruht, die Ergebnisse können jedoch trotz dieser Unsicherheiten im allgemeinen als zutreffend gelten.

Gemäß dem im vorangehenden Abschnitt erörterten Programm für Änderungen sind aus den 64 bestehenden Werken solche ausgewählt, bei denen die Stillsetzung und der Anschluß an ein zentrales Kraftwerk die kleinsten Änderungskosten des Netzes ergibt; ferner wurde vorausgesetzt, daß ihre durchschnittliche Wirtschaftlichkeit dem Gesamtdurchschnitt entspricht. Nach diesem Gesichtspunkt erweisen sich diejenigen Werke am günstigsten, die bereits heute Wechselstrom von normaler Periodenzahl verteilen und daher zum Anschluß nur stationärer Transformatoren bedürfen.

Aus der Statistik des Jahres 1910/11 ergibt sich, daß 25 Werke mit 50-periodigem Wechselstrom arbeiten, die zusammen eine installierte Leistung von 126000 KW besitzen; darunter sind drei Werke von mehr als 10000 KW, mit zusammen 46000 KW. Es ist nun anzunehmen, daß letztere relativ wirtschaftlich arbeiten, und daß ihr Ersatz zunächst nicht erforderlich ist. Dann bestünde also die erste Aufgabe darin, ein neues Kraftwerk zu errichten für 80000 KW als Ersatz für die ausscheidenden 22 kleineren Werke und diese durch ein zusammenhängendes Speisenetz von dem neuen Kraftwerk aus zu versorgen.

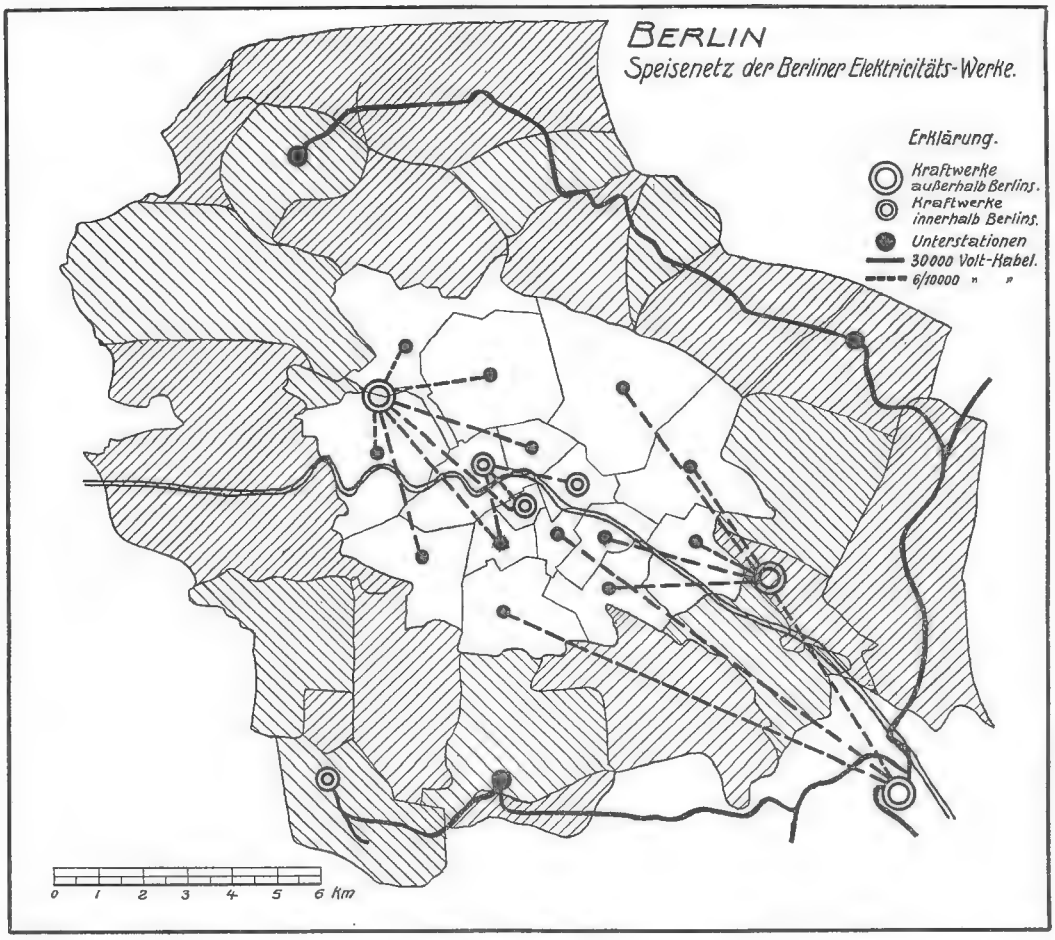


Abb. 202.

Dieses Netz würde man voraussichtlich in ähnlicher Weise anlegen, wie es neuerdings mit den Erweiterungen in Berlin geschieht (vgl. Abb. 202, 30000 V-Kabel). Es werden konzentrische Kabelringe verlegt, die durch diagonal laufende Kabel untereinander verbunden sind. Die Maschengröße richtet sich nach der Dichte des Konsums, nimmt also nach dem Innern der Stadt hin ab. An dieses Hochspannungsnetz werden die Verteilungsnetze der einzelnen Werke je nach Bedarf angeschlossen. Abb. 203 zeigt ein derartiges Schema für London, die nach dem Innern der Stadt zunehmende Stromdichte ist durch stärkere Schraffur gekennzeichnet. Für vorstehend genannte Leistung (80000 KW) würden drei konzentrische Kabelringe (Drehstromkabel 3×150 qmm, Leistung jedes Kabels ca. 10000 KW) ausreichen. Es werden dann die zum Außenringe gehörigen Stationen mindestens durch zwei Kabel, die inneren Stationen dementsprechend durch mehr Kabel gespeist. Das eingezeichnete Netz würde übrigens zur Verteilung von 150000 KW ausreichen, so daß über den Anschluß von 80000 KW hinaus noch eine erhebliche Reserve vorhanden ist. Um die Abweichungen der wirklichen Kabeltrace von dem Schema zu berücksichtigen, ist von außen nach innen gezählt mit Längenzuschlägen von 15, 20 und 30% gerechnet worden. Hiernach ergibt sich eine Gesamtlänge des Kabelnetzes von rd. 250 km.

Anzuschließen sind 25 Unterstationen mit einer installierten Transformatorleistung von 80000 KVA $+ 25\% = 100000$ KVA. Die Verluste in diesem zunächst

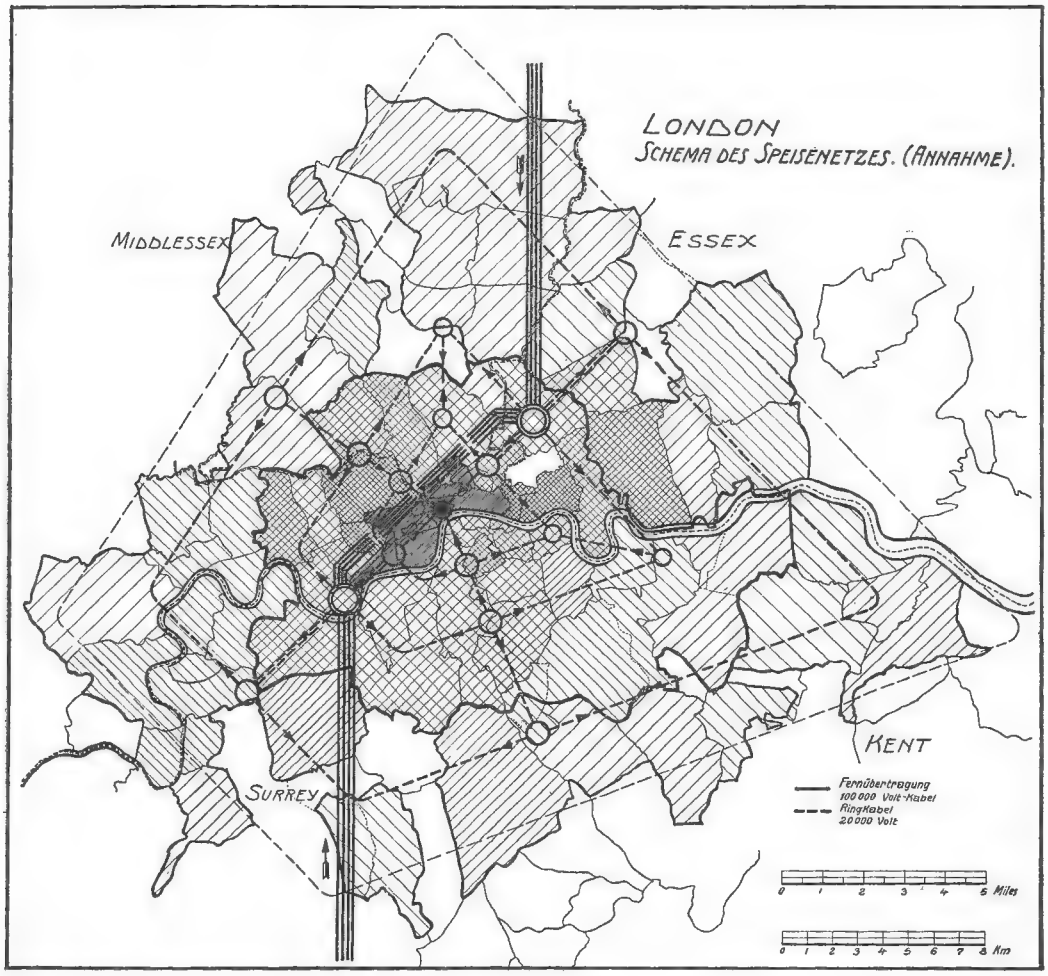


Abb. 203.

schwach belasteten Netz werden sehr niedrig sein, sie können durch die Verbesserungen, die voraussichtlich durch teilweise zweckmäßigere Anschlüsse des bestehenden Niederspannungsnetzes erreicht werden, als ausgeglichen angesehen werden. Als Ort der Zentrale ist ein Grundstück an der unteren Themse in einer Entfernung von ca. 15 km vom Zentrum der Stadt angenommen. Das Grundstück muß eine Größe von etwa 50 ha haben; die örtlichen Verhältnisse bedingen Pfahlrostfundierung. Zur Speisung des Ringnetzes dienen zehn 20000 V Kabel von gleichen Abmessungen, deren Gesamtlänge 180 km betragen würde.

Die Höchstverluste dieser Kabel betragen

rd. 180 KW dielektrische Verluste,
rd. 3240 KW Kupferverluste,

demgemäß wird die Verlustcharakteristik angenähert durch die Gleichung dargestellt:

$$v = \frac{1}{n} \cdot 0{,}0023 + 0{,}0428 \text{ KW Std/abgegebene KW Std.}$$

Die weiteren Rechnungen ergeben sich danach wie folgt:

A. Kostenanschlag:

	M.	M.
1. Kraftwerk 83000 KW einschl. Transformatoren, Schalthaus und Nebengebäude, pro KW	173,40	
Zuschlag für Grundstück, Pfahlrostfundierung, Pumpenanlage usw., pro KW	40,80	
Total . . .		17 778 000
2. Speisekabel 180 km, 20000 V, 3×150 qmm, fertig verlegt, pro km	28 356	
Total . . .		5 100 000
3. Ringkabel, 250 km, 20 000 V, 3×150 qmm, einschl. Prüfdrahtkabel fertig verlegt, pro km	31 620	
Total . . .		7 905 000
4. Unterstationen: 25 mit stationären Transformatoren, Gesamtleistung 100 000 KVA, teilweise Benutzung vorhandener Gebäude und Grundstücke, pro KVA	40,80	
Total . . .		4 080 000
Gesamtanlagekosten		34 863 000
pro KW	M. 435,80	

B. Betriebskosten der Neuanlagen.

Kapitalverzinsung:	Kraftwerk und Unterstationen . . .	10%
	Kabel	8%
Kohle:	Preis pro t	M. 10,50
	Heizwert pro kg	WE 7000

Der Ausnutzungsfaktor ist für alle Teile auf Vollast (80 000 KW) bezogen.

Hiernach berechnen sich die Betriebskosten einschließlich Kapitalverzinsung wie folgt:

1. Kraftwerk:

$$K_c = \frac{1}{\eta_{80}} \cdot 0{,}488 + 0{,}748 \text{ Pf. pro erzeugte KW Std.}$$

2. Speisekabel:

a) Verluste

$$V = \frac{1}{\eta_{80}} \cdot 0{,}0023 + 0{,}0428 \text{ KW Std. pro abgegebene KW Std.}$$

b) Verlustkosten

$$K_v = V \cdot K_r \text{ Pf. pro abgegebene KW Std.}$$

c) Betriebskosten

$$K_b = \frac{1}{\eta_{80}} \cdot 0{,}075 \text{ Pf. pro abgegebene KW Std.}$$

3. Ringnetz und Transformatorstationen:

$$K_r = \frac{1}{\eta_{80}} \cdot 0{,}189 \text{ Pf. pro abgegebene KW Std.}$$

4. Gesamtkosten:

$$K = K_c + K_v + K_b + K_r \text{ Pf. pro abgegebene KW Std.}$$

Die Gesamtkosten Pos. B 4 gelten für die an der Niederspannungsseite der Anschlußstationen des Ringnetzes abgegebene Arbeit und sind daher mit den Erzeugungskosten der vorhandenen Kraftwerke [vgl. Tabelle 4, Gl. (1)] zu vergleichen.

C. Betriebskosten der alten Anlagen.

Diese setzen sich zusammen:

1. Aus der Kapitalverzinsung für die Anlagekosten der 25 Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 126 000 KW, deren Wert entsprechend Nr. 9, Tabelle 2, mit 675,20 M. pro KW angenommen wird, und

2. aus den unmittelbaren Betriebskosten für die drei weiter benutzten alten Werke. Da vorausgesetzt wird, daß die Wirtschaftlichkeit dieser über dem Gesamtdurchschnitt der Londoner Werke liegt, wurde als tatsächliche Kostencharakteristik der Mittelwert zwischen dem Londoner Durchschnitt (vgl. Tabelle 4, Pos. 1) und dem neuen Kraftwerke (Pos. B 1) (nach Abzug der Kapitalverzinsung, die bereits unter 1 eingeschlossen ist) eingesetzt.

Es kann ferner angenommen werden, daß die neue Zentrale den Betrieb (wegen des Überragens der Lichtbelastung) während eines großen Teiles des Jahres allein bewältigen kann und daß daher die drei alten Kraftwerke im Mittel nur 8 Monate betrieben werden.

Die Ausnutzungsfaktoren sind bezüglich der Kapitalverzinsung der bestehenden Anlage auf eine Leistung von 126 000 KW und bezüglich der Betriebskosten der drei alten Kraftwerke auf eine Leistung von 46 000 KW zu beziehen.

Somit berechnen sich die Betriebskosten der alten Anlagen wie folgt:

1. Kapitalverzinsung wie bisher ca. $8\,^0/_0$ auf 85 075 200 M:

$$K_z = \frac{1}{n_{126}} \cdot 0{,}617 \text{ Pf. pro abgegebene KW Std.}$$

2. Betriebskosten der drei alten Kraftwerke ausschließlich Kapitalverzinsung:

$$K_a = \frac{1}{n_{46}} \cdot 0{,}395 + 1{,}367 \text{ Pf. pro abgegebene KW Std.}$$

3. Gesamtkosten:

$$K = K_z + K_a \text{ Pf. pro abgegebene KW Std.}$$

Die auf vorstehender Grundlage durchgeführten Vergleichsrechnungen sind in Tabelle 6 zusammengestellt.

Ihr Ergebnis läßt sich dahin zusammenfassen: Die Außerbetriebsetzung von 22 Wechselstrom-Kraftwerken und ihr Ersatz durch ein Großkraftwerk in der Nähe Londons bietet bei den jetzigen Strompreisen nicht nur die Möglichkeit, das in den stillgelegten Werken investierte Kapital in dem gleichen Maße wie bisher zu verzinsen und zu tilgen, sondern ergibt außer der angemessenen Verzinsung und Abschreibung des neuen Kapitales noch einen jährlichen Überschuß von 5,3 Mill. M. Dieser Gewinn wird ohne Änderung bestehender Verteilungssysteme erreicht. Der angenommene Zuwachs der verkaufbaren Arbeit von 135 Mill. KW Std. auf 172 Mill. KW Std. darf als natürliche Konsumzunahme während der Bauzeit des neuen Kraftwerkes angesehen werden, deren Dauer unter normalen Umständen etwa 16 Monate betragen würde.

Mit dem Anschluß der 22 50-periodigen Wechselstromwerke würde der erste Schritt für eine aussichtsreiche Fortentwicklung gemacht sein, weil die erzielten Überschüsse die Möglichkeit bieten, die Vereinheitlichung des Systemes fortzusetzen und die Strompreise zu verbilligen.

Nächst den 50-periodigen Wechselstromwerken scheint dies am einfachsten durchführbar bei denjenigen Werken, die Gleichstrom abgeben; es handelt sich hierbei nach der Statistik von 1910/11 um 29 Werke mit einer installierten Leistung von 116000 KW. Läßt man zunächst wieder die größeren (über 10000 KW-Leistung) bestehen (es sind dies drei Werke mit zusammen ca. 54000 KW), so würde diese Änderung, da das Ringnetz noch ausreichende Reserve besitzt, lediglich die

Aufstellung von 62 000 KW-Umformern und Transformatoren, die Verlegung von etwa sieben weiteren Speisekabeln und die Erweiterung der neuen Zentrale um drei Maschinensätze bedingen, eine Änderung, die sich schätzungsweise mit einem Gesamtkostenaufwand von 316 M. pro installiertes Kilowatt ausführen ließe. Damit wären dann mehr als 80% sämtlicher bestehenden Werke zu einem gemeinsamen und wirtschaftlichen Betriebe zusammengeschlossen, so daß hiernach die allmähliche Umgestaltung der übrigen mit anormalen Systemen keine Schwierigkeiten mehr bieten dürfte.

Tabelle 6. Vergleichende Zusammenstellung der Betriebsergebnisse vor und nach dem Umbau bei Ersatz von 25 städtischen Kraftwerken durch ein Großkraftwerk unter teilweiser Mitbenutzung der drei größten alten Zentralen.

Lfd. Nr.	Position	Vor dem Umbau	Nach dem Umbau
1	Verfügbare Leistung in den Anschlußstationen des Ringnetzes bzw. am Ausgang der alten Kraftwerke . . . . KW	126 000	126 000
2	Anzahl Kraftwerke . . . . . KW	25	4
3	Installierte Leistung:		
	Neues Kraftwerk . . . . . KW	—	83 000
	Alte Kraftwerke . . . . . KW	—	46 000
4	Speisekabelverluste pro verkaufte KW Std	—	0,041
5	Gesamtnetzwirkungsgrad $= \frac{\text{verkaufte KW Std.}}{\text{erzeugte KW Std.}}$	0,788	ca. 0,788
6	Gesamtbelastungsfaktor der Kraftwerke	0,249	0,249
7	Gesamtreservefaktor	1,61	1,25
8	Gesamtausnutzungsfaktor $= n_{126}$	0,122	0,156
9	Verkauft pro installierte KW und Jahr . . . . . KW Std.	1 069	1 370
10	Davon aus alten Kraftwerken 8 Monat Betrieb $n_{46}=0{,}156$ KW Std.	—	333
11	Aus dem Großkraftwerk . . . . . KW Std.	—	1 037
12	Ausnutzungsfaktor:		
	Alte Kraftwerke n_{46}	—	0,156
13	Großkraftwerk n_{80}	—	0,186
	Betriebskosten per abgegebene KW Std. am Eintritt ins Niederspannungsnetz.		
14	Großkraftwerk (einschließlich 10% Verzinsung) . . . . Pf.	—	4,976
15	Alte Kraftwerke (ausschließlich Verzinsung) . . . . . Pf.	—	3,896
16	Kapitalverzinsung der 25 alten Kraftwerke (8% wie bisher) . . . . . Pf.	—	3,951
17	Mittlerer Preis per abgegebene KW Std. . . . . Pf.	9,629	8,680
	Ausgaben für das Niederspannungsnetz pro verkaufte KW Std.		
18	Verluste per verkaufte KW Std. in KW Std.	0,268	0,229
19	Verlustkosten . . . . . Pf.	2,530	1,979
20	Betriebskosten (bei bisheriger Kapitalverzinsung von ca. 8%) . . . . . Pf.	7,762	6,085
21	Gesamtkosten einschließlich Kapitalverzinsung pro verkaufte KW St. . . . . Pf.	19,921	16,744
22	Kapital . . . . . M.	187 507 000	222 370 000
23	Jährliche Stromabgabe (verkauft) . . . . . KW Std.	137 700 000	175 440 000
24	Einnahme pro Jahr . . . . . M.	26 928 000	34 272 000
25	Ausgabe pro Jahr . . . . . M.	26 928 000	28 968 000
26	Verfügbar . . . . . M.	—	5 304 000

9. Vergleich: Fern- und Nahkraftwerke.

Vorstehende Rechnungen wurden unter der Annahme durchgeführt, daß das neue Großkraftwerk in unmittelbarer Nähe des Versorgungsgebietes errichtet wird. Es ist daher jetzt die Frage zu prüfen, ob weitere Vorteile erreichbar sind, wenn es unmittelbar an die Kohlengruben gelegt wird. Eine generelle Prüfung dieser Frage ist nicht ohne weiteres durchführbar, weil außer den Frachtkosten und der Entfernung der Gruben der Preis und die Qualität der Kohle, die Wirtschaftlichkeit des Kraftwerkes, die Höhe der zu übertragenden Leistung und die Ausnutzung der Anlage maßgeblichen Einfluß auf das Ergebnis haben. Um trotz dieser Mannigfaltigkeit einen Überblick zu gewinnen, wurden gewisse Größen als feststehend angenommen und die Variation auf folgende beschränkt:

Entfernung der Gruben von der Stadt.
Ausnutzungsfaktor und
Art der Fernübertragung (Freileitung oder Kabel).

Für erstere sind normale Werte zugrunde gelegt mit möglichster Anpassung an Londoner Verhältnisse, wie aus nachstehender Tabelle hervorgeht:

Ausgangswerte für den Vergleich von Nah- und Fernkraftwerken.

Frachtunterschied im Preis der Kohle frei Bunker . . .	M/t	3,57
Preis der Kohle frei Bunker Fernkraftwerk	M/t	7,14
Heizwert der Kohle	WE/kg	7000
Wirtschaftlichkeit des Kraftwerkes entsprechend der Charakteristik für moderne Anlagen Abb. 198.		
Anlagekosten des Kraftwerkes:		
an der Grube	M/KW	173,40
bei der Stadt	M/KW	214,20
Höchstleistung am Ende	KW	80 000

Die Rechnungen sind im Interesse des Vergleichs für dieselbe Leistung wie für das Nahkraftwerk durchgeführt worden, das Ergebnis würde übrigens auch für erheblich höhere Leistungen nicht wesentlich anders ausfallen, da sich nur die absoluten Werte, nicht aber ihr Verhältnis zueinander ändern.

Die Mehrkosten für das Nahkraftwerk von 40,80 M/KW sind auf die wesentlich höheren Grundstückspreise und die Pfahlrostgründungen zurückzuführen.

Als Übertragsspannung sind sowohl für Freileitungen wie für Kabel 100000 V angenommen; in letzterem Falle muß die Neutrale des Systems fest geerdet werden; die Spannung zwischen Erde und Leiter beträgt dann 60 000 V. Die Kabel würden als Einfachkabel mit blankem Bleimantel ausgeführt und mit ausreichendem mechanischem Schutz verlegt werden. Bedenken gegen die Ausführung solcher Kabel sind nach dem heutigen Stande der Kabeltechnik um so weniger geltend zu machen, als die Übertragung derartig großer Leistungen die Anwendung größerer Querschnitte gegenüber bisherigen Ausführungen voraussetzt, als solche bisher üblich waren. Es ist dann nicht ausgeschlossen, daß die Kabelübertragung unter Verhältnissen, wie sie besonders bei großen Städten vorliegen (dichte Bebauung), der Freileitungsübertragung überlegen ist. Aus diesem Grunde mußte auch für letztere ein geringerer mittlerer Mastabstand angenommen werden, als unter normalen Verhältnissen zulässig ist. Der Entgelt für die Erlaubnis zum Betreten des Geländes in einer Breite von 15 m unter jeder Mastreihe (stellenweise Ankauf) ist mit 600 M. pro ha eingesetzt.

Für die Freileitungen sind mit Rücksicht auf Reparaturen zwei Mastreihen vorgesehen, während bei Einphasenkabeln ein Reservekabel genügt, wenn Vorkehrungen getroffen werden, die die Umlegung ohne Betriebsunterbrechung ermöglichen

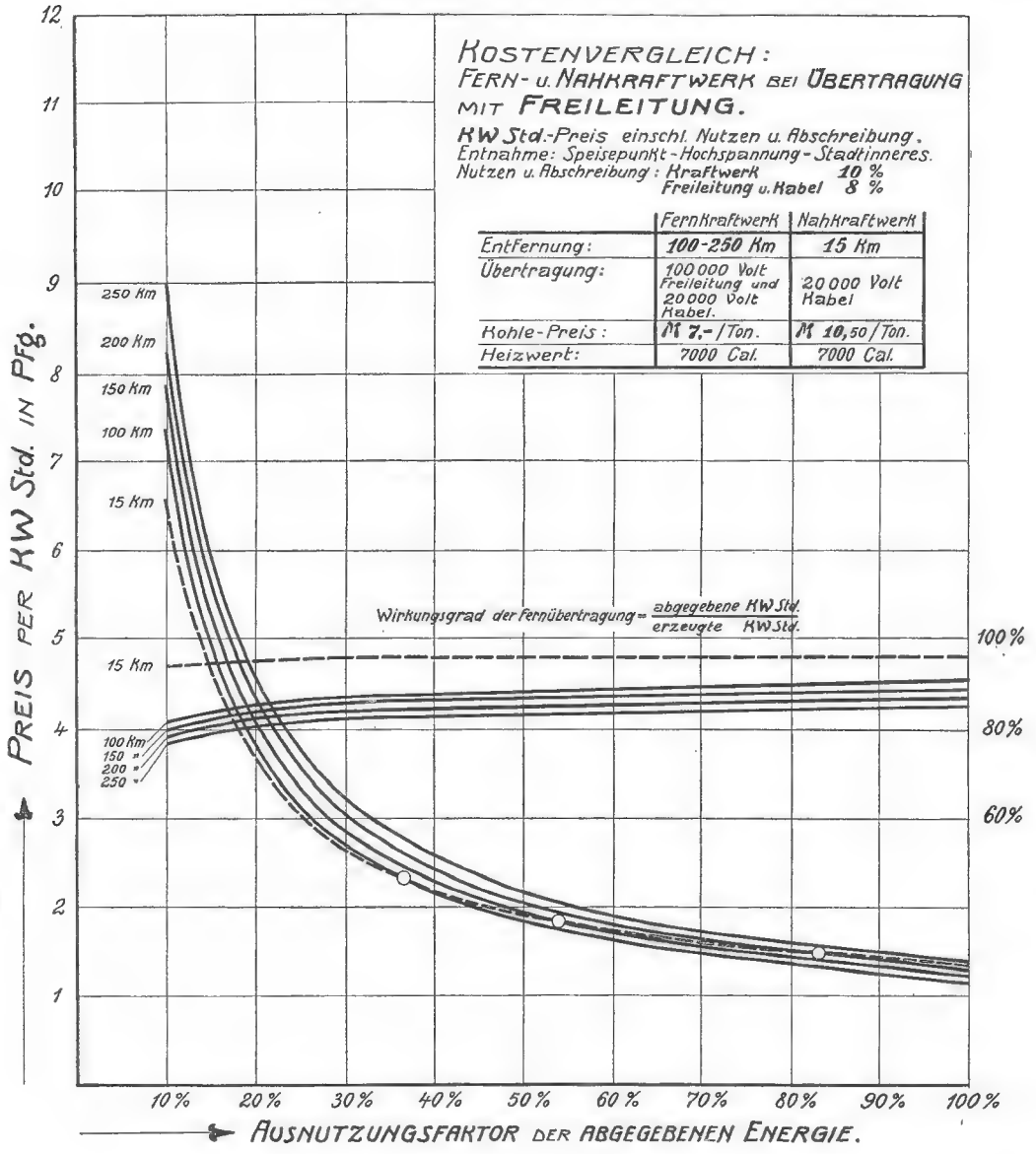


Abb. 204.

Die Freileitungen können natürlich nicht bis zu den Hauptspeisepunkten im Innern der Stadt geführt werden, man ist vielmehr gezwungen, die Hauptstation für die Entspannung des Stromes an der Peripherie der Stadt zu errichten, es sei denn, daß man den innerhalb der Stadt gelegenen Teil als 100000 V Kabelübertragung ausführen wollte. In der Vergleichsrechnung ist ersterer Fall zugrunde gelegt, es ist daher in der Kostenberechnung noch ein Betrag für Speisekabel vorgesehen, der demjenigen unter Pos. 2 für das Nahkraftwerk gleichkommt.

Der Vergleich erstreckt sich naturgemäß nur auf die Anlagen bis zu den Speisepunkten des 20000 V Ringnetzes (vgl. Abb. 198), da von hier ab das System und der Betrieb für alle drei Fälle gleich sind. Im übrigen ist die Rechnung für vier verschiedene Entfernungen, und zwar für 100 km, 150 km, 200 km und 250 km durchgeführt.

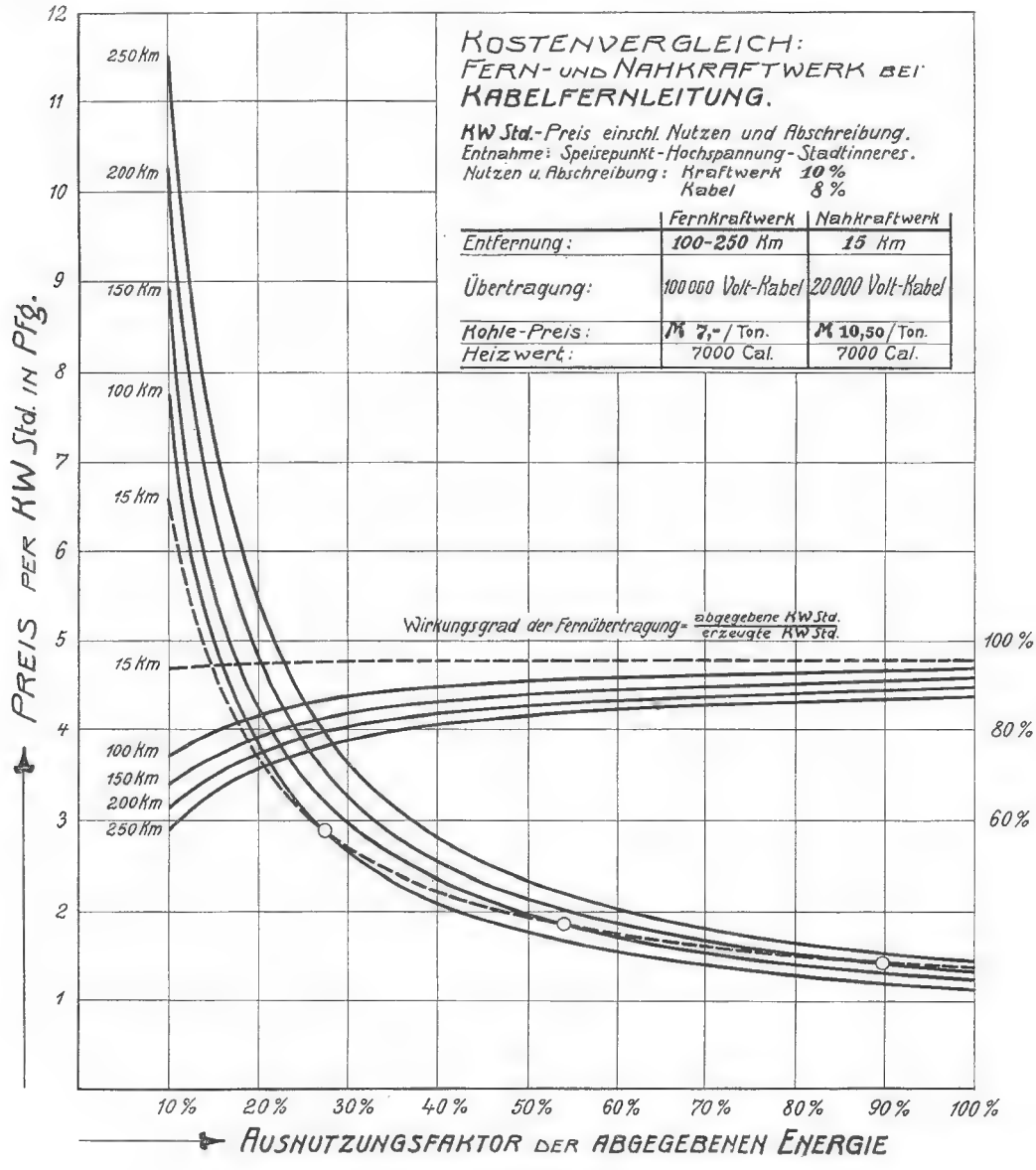


Abb. 205.

Hierbei stellen sich die Kosten etwa wie folgt:

A. Nahkraftwerk.

1. Kraftwerk:	83 000 KW	17 778 000 M.
2. Speisekabel:	20 000 V	5 100 000 „
		22 878 000 M.

B. Fernkraftwerk mit Freileitungsübertragung.

Entfernung km	Anlagekosten in M.				
	Kraftwerk	Freileitungsübertragung	Hauptstation für Entspannung	Speisekabel 20000 V	Total
100	15 953 000	4 794 000	1 734 000	5 100 000	27 581 000
150	16 300 000	7 191 000	1 734 000	5 100 000	30 325 000
200	16 473 000	9 588 000	1 734 000	5 100 000	32 895 000
250	16 646 000	11 985 000	1 734 000	5 100 000	35 465 000

C. Fernkraftwerk mit Kabelübertragung.

Entfernung km	Anlagekosten in M.			
	Kraftwerk	Kabelübertragung	Hauptstation für Entspannung	Total
100	14 912 000	10 679 000	1 734 000	27 325 000
150	15 259 000	16 233 000	1 734 000	33 226 000
200	15 606 000	22 012 000	1 734 000	39 352 000
250	15 953 000	27 948 000	1 734 000	45 635 000

Die Vergleichsergebnisse sind in den Abb. 204 und 205 zusammengestellt.

Die Betriebskosten werden für Kabelübertragung bei großen Entfernungen und niedrigem Ausnutzungsfaktor höher als für Freileitungen, von 50% Ausnutzung ab sind sie praktisch gleich.

Die Kurven zeigen ferner, daß die Nahzentrale unter den gemachten Voraussetzungen bei niedriger Ausnutzung billiger arbeitet als die Fernzentrale, daß die Betriebskosten jedoch von rd. 30% Ausnutzung ab die des Nahkraftwerkes übersteigen.

Die Unterschiede sind indessen nicht groß genug, um nach solchen Rechnungen allein eine Entscheidung zu treffen. Immerhin ist es interessant festzustellen, daß in dem gegebenen Fall (Fracht 3,57 M. pro t) die Ersparnisse an Frachtkosten allein ein Fernkraftwerk nicht rechtfertigen würden. Eine vollständige Verschiebung der Rechnung zugunsten eines Fernkraftwerkes tritt allerdings dann ein, wenn damit die Ausnutzung billiger Brennstoffe verknüpft werden kann, wie dies z. B. bei Berlin der Fall ist. Tritt zu dem Frachtunterschied ein beträchtlicher Wertunterschied der Wärmeeinheiten hinzu, so wird das Fernwerk dem Nahwerke um so mehr überlegen sein, als der sich dann ergebende niedrige Strompreis durch Anschluß von Bahnen und Industrie zur Verbesserung des Ausnutzungsfaktors benutzt werden kann.

Die für London durchgeführte Rechnung läßt sich nämlich auf andere Großstädte mit befriedigender Genauigkeit ohne weiteres übertragen, wenn die Baukosten der Anlagen nicht wesentlich von einander abweichen. So ergeben sich z. B. bei Anwendung der Rechnung auf Berliner Verhältnisse für eine Kraftübertragung von den Bitterfelder Kohlenwerken aus folgende Zahlen: Der Preis der Braunkohle in Bitterfeld beträgt frei Kesselhaus 10 Pfg. pro Hektoliter gleich rd. 1,40 M. pro t. Der Heizwert der Braunkohle ist rd. 2100 Kalorien. Setzt man, unter Berücksichtigung der höheren Aschentransportkosten, den Wärmewert von 3,5 kg Braunkohle gleich dem von 1 kg Steinkohle in Berlin, so stellt sich der einer Tonne Steinkohlen in Berlin äquivalente Wert für Braunkohlen in Bitterfeld auf 4,90 M. Der Preis der Steinkohle in Berlin liegt in der Nähe von 18,— M. pro t frei Kesselhaus. Es steht somit für die Kraftübertragung Bitterfeld—Berlin (auf die Tonne Steinkohlen bezogen) eine Wertdifferenz von rd. 18 — 4,90 M. gleich rd. 13,— M. einer Wertdifferenz von 3,50 M. in London unter sonst gleichen Verhältnissen gegenüber. Die Wertdifferenz ist somit für Berliner Verhältnisse annähernd viermal so groß wie für Londoner Verhältnisse. Ist beispielsweise nach Abb. 199 der Steinkohlenbedarf für einen Ausnutzungsfaktor von 30% rd. 0,9 kg/KW Stde., so würde sich eine Differenz im Brennmaterialpreis zwischen Berlin und Bitterfeld von rd. 1,2 Pfg./KW Stde ergeben.

Hingewiesen sei auch an dieser Stelle auf die Bestrebungen, die wertvollen Bestandteile der Kohle (Stickstoff, Teer, Öle) vor der Verfeuerung zu gewinnen und lediglich die Abgase und die Rückstände zur Beheizung der Kessel zu verwenden. Für Großkraftwerke mit einem täglichen Kohlenverbrauch von 1000 t und mehr sind in dieser Hinsicht andere Grundsätze maßgebend als für die üblichen Anlagen. Es ist deshalb nicht ausgeschlossen, daß die Elektrizitätsversorgung der Großstädte auch in dieser Beziehung in kurzem neue Bahnen einschlagen wird.

Druck von Oscar Brandstetter, Leipzig.

Früher erschien:

Bau großer Elektrizitätswerke.

Von

Prof. Dr. **G. Klingenberg.**

I. Band:

Richtlinien, Wirtschaftlichkeitsrechnungen und Anwendungsbeispiele.

Mit 180 Textabbildungen und 7 Tafeln.

In Leinwand gebunden Preis M. 12,—.

Torfkraft. Untersuchungen über den Wert des Torfes als Energiequelle und Vorschläge für seine Nutzung für Großkraftwerke. Von **F. Bartel,** Regierungsbaumeister a. D. Mit 109 Textabbildungen.
Preis M. 6,—; in Leinwand gebunden M. 6,80.

Die Wasserkräfte, ihr Ausbau und ihre wirtschaftliche Ausnutzung. Ein technisch-wirtschaftliches Lehr- und Handbuch. Von Dr.-Ing. **Adolf Ludin,** Großherzogl. Bauinspektor. In zwei Bänden. Mit 1087 Abbildungen im Text und auf 11 Tafeln. Preisgekrönt von der Kgl. Akademie des Bauwesens in Berlin. In Leinwand gebunden Preis M. 60,—.

Wahl, Projektierung und Betrieb von Kraftanlagen. Ein Hilfsbuch für Ingenieure, Betriebsleiter, Fabrikbesitzer. Von **Friedrich Barth,** Oberingenieur an der Bayerischen Landesgewerbeanstalt in Nürnberg. Mit 126 Figuren im Text und auf 3 Tafeln. In Leinwand gebunden Preis M. 12,—.

Die Preisstellung beim Verkaufe elektrischer Energie. Von **Gust. Siegel,** Diplom-Ingenieur. Mit 11 Textfiguren. Preis M. 4,—.

Stromtarife für Großabnehmer elektrischer Energie. Von Dr.-Ing. **E. Fleig.** Mit 55 Textfiguren. Preis M. 6,—; in Leinwand gebunden M. 7,—.

Die Stromversorgung der Großindustrie. Von Dr.-Ing. **H. Birrenbach.** Mit 27 Textfiguren. Preis M. 5,—; in Leinwand gebunden M. 6,—.

Stromverteilung, Zählertarife und Zählerkontrolle bei städtischen Elektrizitätswerken und Überlandzentralen. Auf Grund praktischer Erfahrungen bearbeitet von **Carl Schmidt,** Ingenieur in St. Petersburg. Mit 4 Textfiguren und 10 Kurventafeln. Preis M. 2,60.

Ratgeber für die Gründung elektrischer Überlandzentralen. Von Dipl.-Ing. **A. Vietze,** Oberingenieur in Halle a. S.
Preis M. 4,—; in Leinwand gebunden M. 5,—.

Elektrische Energieversorgung ländlicher Bezirke. Bedingungen und gegenwärtiger Stand der Elektrizitätsversorgung von Landwirtschaft, Landindustrie und ländlichem Kleingewerbe. Von **Walter Reißer,** Diplom-Ingenieur in Stuttgart. Preis M. 2,80.

Die Berechnung elektrischer Anlagen auf wirtschaftlichen Grundlagen. Von Dr.-Ing. **F. W. Meyer.** Mit 49 Textfiguren.
Preis M. 7,—; in Leinwand gebunden M. 8,—.

Beanspruchung und Durchhang von Freileitungen. Unterlagen für Projektierung und Montage. Von Diplom-Ingenieur **Robert Weil.** Mit 42 Textfiguren und 3 Tafeln. Preis M. 4,—.

Das elektrische Kabel. Eine Darstellung der Grundlagen für Fabrikation, Verlegung und Betrieb. Von Dr. phil. **C. Baur,** Ingenieur. Zweite, umgearbeitete Auflage. Mit 91 in den Text gedruckten Figuren. In Leinwand gebunden Preis M. 12,—.

Theorie und Berechnung elektrischer Leitungen. Von Dr.-Ing. **H. Gallusser,** Ingenieur bei Brown, Boveri & Co., Baden (Schweiz), und Dipl.-Ing. **M. Hausmann,** Ingenieur bei der Allgemeinen Elektrizitäts-Gesellschaft, Berlin. Mit 145 Textfiguren. In Leinwand gebunden Preis M. 5,—.

Die Berechnung elektrischer Leitungsnetze in Theorie und Praxis. Bearbeitet von **Jos. Herzog,** Vorstand der Abteilung für elektrische Beleuchtung, Ganz & Co., Budapest, und **Cl. Feldmann,** Privatdozent an der Großherzogl. Technischen Hochschule in Darmstadt.

Erster Teil: Strom- und Spannungsverteilung in Netzen.
Dritte Auflage in Vorbereitung.

Zweiter Teil: Die Dimensionierung der Leitungen. Zweite Auflage. Mit 216 Textfiguren. In Leinwand gebunden Preis M. 12,—.

Kurzes Lehrbuch der Elektrotechnik. Von Dr. **Adolf Thomälen,** Elektroingenieur. Fünfte, verbesserte Auflage. Mit 408 in den Text gedruckten Figuren.
In Leinwand gebunden Preis M. 12,—.

Die elektrische Kraftübertragung. Von Dipl.-Ing. **Herbert Kyser,** Oberingenieur.

I. Band: Die Motoren, Umformer und Transformatoren. Ihre Arbeitsweise, Schaltung, Anwendung und Ausführung. Mit 277 Textfiguren und 5 Tafeln.
In Leinwand gebunden Preis M. 11,—.

II. Band: Leitungsanlagen, Apparate und Instrumente, Stromerzeugung, Schaltanlagen. Erscheint im Frühjahr 1914.

Elektrische Starkstromanlagen. Maschinen, Apparate, Schaltungen, Betrieb. Kurzgefaßtes Hilfsbuch für Ingenieure und Techniker, sowie zum Gebrauch an technischen Lehranstalten. Von Dipl.-Ing. **Emil Kosack,** Oberlehrer an den Kgl. Vereinigten Maschinenbauschulen zu Magdeburg. Zweite, neubearbeitete Auflage. Mit zahlreichen Textfiguren. Erscheint Anfang April 1914.

Der elektrische Landwirt. Ein Merkbüchlein in Frage und Antwort. Von Dipl.-Ing. **A. Vietze,** Oberingenieur in Halle a. S. 21.—30. Tausend. Preis M. —,40. Bei Abnahme von mindestens 50 Exemplaren 36 Pfg., bei 100 Exemplaren 34 Pfg., bei 500 Exemplaren 32 Pfg., bei 1000 Exemplaren 30 Pfg.

Alles elektrisch! Ein Wegweiser für Haus und Gewerbe. Preisgekrönte Bearbeitung von **H. Zipp,** Ingenieur in Cöthen. 81.—100. Tausend. Preis M. —,25. Bei Bezug von 50 Exemplaren an ermäßigt sich der Stückpreis auf 20 Pfg., bei 100 auf 16 Pfg., 500 auf 14 Pfg. und bei 1000 Exemplaren auf je 12 Pfg.

Hilfsbuch für die Elektrotechnik. Unter Mitwirkung namhafter Fachgenossen bearbeitet und herausgegeben von Dr. **K. Strecker,** Geh. Oberpostrat und Professor. Achte, umgearbeitete und vermehrte Auflage. Mit 800 Textfiguren. In Leinwand gebunden Preis M. 18,—.

Die Wechselstromtechnik. Herausgegeben von Dr.-Ing. **E. Arnold,** Professor und Direktor des Elektrotechnischen Instituts an der Großherzogl. Techn. Hochschule Fridericiana in Karlsruhe. In fünf Bänden.

I. Band: **Theorie der Wechselströme.** Zweite Auflage. Mit 591 Textfiguren. In Leinwand gebunden Preis M. 24,—.

II. Band: **Die Transformatoren.** Zweite Auflage. Mit 443 Textfiguren und 6 Tafeln. In Leinwand gebunden Preis M. 16,—.

III. Band: **Die Wicklungen der Wechselstrommaschinen.** Zweite Auflage. Mit 463 Textfiguren und 5 Tafeln. In Leinwand gebunden Preis M. 13,—.

IV. Band: **Die synchronen Wechselstrommaschinen.** Zweite Auflage. Mit 530 Textfiguren und 18 Tafeln. In Leinwand gebunden Preis M. 22,—.

V. Band: **Die asynchronen Wechselstrommaschinen.**

I. Teil: Die Induktionsmaschine. Mit 307 Textfiguren und 10 Tafeln In Leinwand gebunden Preis M. 18,—

II. Teil: Die Wechselstromkommutatormaschinen. Mit 400 Textfiguren, 8 Tafeln und dem Bildnis E. Arnolds. In Leinwand gebunden Preis M. 20,—.

Die Gleichstrommaschine. Ihre Theorie, Untersuchung, Konstruktion und Arbeitsweise. Von Dr.-Ing. **E. Arnold,** Professor und Direktor des Elektrotechnischen Instituts an der Großherzogl. Techn. Hochschule Fridericiana in Karlsruhe. Zweite, vollständig umgearbeitete Auflage.

I. Band. Mit 593 Textfiguren. In Leinwand gebunden Preis M. 20,—.

II. Band. Mit 502 Textfiguren und 13 Tafeln. In Leinwand geb. Preis M. 20,—.

Arbeiten aus dem Elektrotechnischen Institut der Großherzogl. Techn. Hochschule Fridericiana in Karlsruhe. Herausgegeben von Professor Dr.-Ing. **E. Arnold,** Direktor des Instituts. I. Band. 1908/09. Mit 260 Textfiguren. Preis M. 10,—. II. Band. 1910/11. Mit 284 Textfiguren. Preis M. 10,—.

Wechselstromtechnik. Von Dr. **G. Roeßler,** Professor an der Kgl. Techn. Hochschule in Danzig. Zweite Auflage von „Elektromotoren für Wechselstrom und Drehstrom". I. Teil. Mit 185 Textfiguren. In Leinwand gebunden Preis M. 9,—.

Die normalen Eigenschaften elektrischer Maschinen. Ein Datenbuch für Maschinen- und Elektroingenieure und Studierende der Elektrotechnik. Von Dr.-Ing. **Rudolf Goldschmidt,** Privatdozent an der Technischen Hochschule in Darmstadt. Mit 34 Textfiguren. In Leinwand gebunden Preis M. 3,—.

Aufgaben und Lösungen aus der Gleich- und Wechselstromtechnik. Ein Übungsbuch für den Unterricht an technischen Hoch- und Fachschulen, sowie zum Selbststudium. Von Professor **H. Vieweger,** Oberlehrer am Technikum Mittweida. Dritte, verbesserte Auflage. Mit 174 Textfiguren und 2 Tafeln. In Leinwand gebunden Preis M. 7,—.

Der Drehstrommotor. Ein Handbuch für Studium und Praxis. Von **Julius Heubach,** Chefingenieur. Mit 163 in den Text gedruckten Figuren. In Leinwand gebunden Preis M. 10,—.

Motoren für Gleich- und Drehstrom. Von **Henry M. Hobart,** B. Sc. M. J. E. E. Mem. A. J. E. E. Deutsche Bearbeitung. Übersetzt von Franklin Punga. Mit 425 in den Text gedruckten Figuren. In Leinwand gebunden Preis M. 10.—.

Die Bahnmotoren für Gleichstrom. Ihre Wirkungsweise, Bauart und Behandlung. Ein Handbuch für Bahntechniker. Von **M. Müller,** Oberingenieur der Westinghouse-Elektrizitäts-Aktiengesellschaft, und **W. Mattersdorff,** Abteilungsvorstand der Allgemeinen Elektrizitäts-Gesellschaft. Mit 231 Textfiguren und 11 lithogr. Tafeln, sowie einer Übersicht der ausgeführten Typen. In Leinwand gebunden Preis M. 15,—.

Elektrische Straßenbahnen und straßenbahnähnliche Vorort- und Überlandbahnen. Vorarbeiten. Kostenanschlage und Bauausführungen von Gleis-, Leitungs-, Kraftwerks- und sonstigen Betriebsanlagen. Von Oberingenieur **Karl Trautvetter,** Beuthen (O.-S.). Mit 334 Textfiguren. Preis M. 8,—; in Leinwand gebunden M. 8,80.

Die Verwaltungspraxis bei Elektrizitätswerken und elektrischen Straßen- und Kleinbahnen. Von **Max Berthold,** Bevollmächtigter der Continentalen Gesellschaft für elektrische Unternehmungen und der Elektrizitäts-Aktiengesellschaft vorm. Schuckert & Co. in Nürnberg. In Leinwand gebunden Preis M. 8,—.

Die Zukunft kommunaler Betriebe. Von Oberbürgermeister a. D. **Otto Wippermann.** Preis M. 1,20.

Der Fabrikbetrieb. Praktische Anleitungen zur Anlage und Verwaltung von Maschinenfabriken und ähnlichen Betrieben sowie zur Kalkulation und Lohnverrechnung. Von **Albert Ballewski.** Dritte, vermehrte und verbesserte Auflage, bearbeitet von **C. M. Lewin,** beratender Ingenieur für Fabrik-Organisation in Berlin. In Leinwand gebunden Preis M. 6,—.

Fabrikorganisation, Fabrikbuchführung und Selbstkostenberechnung der Firma Ludw. Loewe & Co., Aktiengesellschaft, Berlin. Mit Genehmigung der Direktion zusammengestellt und erläutert von **J. Lilienthal.** Mit einem Vorwort von Dr.-Ing. **G. Schlesinger,** Professor an der Technischen Hochschule Berlin. Zweite, durchgesehene und vermehrte Auflage. In Leinwand geb. Preis M. 10,—.

Einführung in die Organisation von Maschinenfabriken unter besonderer Berücksichtigung der Selbstkostenberechnung. Von Dipl.-Ing. **Friedrich Meyenberg,** Oberingenieur der Eisenbahnsignal-Bauanstalt Max Jüdel & Co., A.-G., Dozent an der Herzogl. Techn. Hochschule Braunschweig. In Leinwand geb. Preis M. 5,—.

Die Betriebsleitung, insbesondere der Werkstätten. Von **Fred. W. Taylor.** Autorisierte deutsche Ausgabe der Schrift: „Shop management". Von **A. Wallichs,** Professor an der Technischen Hochschule in Aachen. Dritte, vermehrte Auflage. Mit 26 Figuren und 2 Zahlentafeln. In Leinwand gebunden Preis M. 6,—.